

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**  
**INGENIERÍA INDUSTRIAL**

Proyecto de una central eléctrica de biomasa

**AUTOR:** Sergio Valentín Botija

**TUTOR:** Ángel Ramos Gómez

Leganés, 24 de junio de 2011



### Agradecimientos

La finalización del PFC y, por tanto, de mi carrera en la universidad bien merece agradecer en este último esfuerzo las contribuciones de cada una de las personas que me han ayudado a llegar a este punto.

En primer lugar quiero agradecer a mi familia y mis padres la confianza y fe ciega depositadas en mí cuando decidí comenzar esta andadura y en todos los baches con los que me he encontrado. Finalmente no han sido 11 años.

Después me gustaría agradecer su ayuda y los buenos momentos vividos a aquellas personas que han estado conmigo desde los primeros días en la universidad. Desde Elías que fue la primera persona que conocí en la universidad y también acaba sus estudios conmigo pasando por los demás Alberto, Mimi, Pablo, Fer, Gus (con su infinita paciencia gallega) y Raúl que ya pronto terminan y espero que nos enfrentemos juntos al siguiente paso de la vida. Gracias por aguantarme, compartir trabajo conmigo e incontables horas de biblioteca.

Tampoco quiero olvidar a las personas que han estado muy cerca de mí estos últimos años aunque no haya compartido aula con ellos. Chebas, Chema, Rebeca, Kris y Sergito; gracias por estar conmigo en todos los momentos que os necesité y por los granitos de arena que han hecho que pueda estar escribiendo este documento.

En especial a Natalia, que es la que más me apoyado en mis momentos de desgana y cuando todas las cosas parecían venir mal dadas, cuando estaba ilusionado con el PFC y cuando estaba obsesionado. Tu apoyo constante es lo que más me ha ayudado a llegar hasta aquí. Gracias por la sonrisa de cada mañana.

A todos gracias por las incontables risas, los buenos momentos, el apoyo y la paciencia que me habéis dado durante estos años.

Por último, y como se suele decir, no menos importante quería dar las gracias a mi tutor Ángel Ramos por el tiempo que me ha dado y los quebraderos de cabeza que le he dado yo y a Sergio Sánchez por el tiempo y la inestimable ayuda que me ha otorgado de forma desinteresada.

Ha sido una gran experiencia.



## Índice del Proyecto

<b>BLOQUE I: INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ESTRUCTURA DEL PFC .....</b>	<b>6</b>
I.1. Contexto del Proyecto .....	6
1.1. Energía y sociedad.....	6
1.2. Energía y cambio climático .....	8
I.2. Objetivos del Proyecto de Fin de Carrera .....	11
I.3. Estructura del Proyecto Fin de Carrera.....	13
 <b>BLOQUE II: LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA .....</b>	 <b>14</b>
II.1. Fase de campo y acondicionamiento de la biomasa .....	14
1.1. Generalidades .....	14
1.2. Elección de la biomasa a utilizar y justificación. Caracterización de la biomasa ....	16
1.3. Recolección de la biomasa.....	18
1.4. Logística de aprovisionamiento .....	19
1.5. Secado de la biomasa .....	21
II.2. Aprovechamiento de la energía química de la biomasa.....	21
2.1. Tecnologías empleadas en el aprovechamiento de la energía biomásica en la actualidad .....	22
2.2. Elección de la técnica a utilizar y justificación. ....	25
2.3. Tecnologías de gasificación .....	26
II.3. Aprovechamiento de la energía térmica. ....	29
3.1. Fundamentos termodinámicos.....	30
3.2. Ciclos termodinámicos. ....	30
3.3. Elección del ciclo termodinámico a utilizar y justificación .....	34
II.4. Generación eléctrica mediante alternador. De la energía cinética a la electricidad. ....	35
4.1. Fundamentos de la generación eléctrica .....	36
4.2. Clasificación de máquinas eléctricas .....	36
4.3. Elección del tipo de generador y justificación. ....	39
 <b>BLOQUE III: DISEÑO DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO CON GASIFICACIÓN INTEGRADA DE BIOMASA PROCEDENTE DEL SARMIENTO DE VID.....</b>	 <b>41</b>
III.1. Antecedentes .....	42
1.1. Ubicación .....	43



1.2.	Emplazamiento .....	45
1.3.	Estudio en profundidad de la zona y sus posibilidades.....	48
III.2.	Fase de campo .....	52
2.1.	Estudio de la distribución de los cultivos de la zona .....	52
2.2.	Estudio de las capacidades de los cultivos .....	55
2.3.	Etapas de la biomasa en la fase de campo .....	58
2.4.	Recolección de biomasa. Requisitos. ....	59
III.3.	Logística y acondicionamiento .....	60
3.1.	Emplazamiento de las dársenas de almacenamiento distribuido .....	60
3.2.	Características de las dársenas de almacenamiento .....	62
3.3.	Acondicionamiento de la biomasa en las dársenas .....	63
3.4.	Acondicionamiento de la biomasa en la planta.....	65
III.4.	Caracterización del combustible .....	67
4.1.	Materia prima y método empleado.....	67
4.2.	Caracterización de la fase sólida.....	68
4.3.	Caracterización de la fase gaseosa.....	68
4.4.	Estudio del precio de la biomasa .....	69
4.5.	Estudio del coste de la biomasa.....	70
4.6.	Clasificación de la biomasa a nivel regulatorio.....	70
III.5.	Isla de gasificación .....	72
5.1.	Suministro de combustible sólido.....	73
5.2.	Suministro del agente fluidizante .....	74
5.3.	Cuerpo gasificador .....	75
5.4.	Sistema de extracción de escorias .....	76
5.5.	Extracción y enfriamiento de gases .....	77
5.6.	Sistemas de limpieza del gas.....	78
III.6.	Ciclo combinado .....	79
6.1.	Simulación en CYCLEPAD.....	81
6.2.	Turbina de gas.....	88
6.3.	Turbina de vapor.....	91
III.7.	Sistemas eléctricos de la central .....	92
7.1.	Generador.....	92
7.2.	Criterios de diseño de los sistemas eléctricos de la planta .....	96
III.8.	Sistemas auxiliares .....	104
III.9.	Operación de la planta .....	105
7.3.	Mercado con prima .....	105



7.4. Mercado libre.....	108
<b>BLOQUE IV: ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN.....</b>	<b>109</b>
IV.1. Evaluación del impacto ambiental y acciones de control ambiental .....	109
1.1. Evaluación de impacto ambiental .....	109
1.2. Control ambiental .....	110
IV.2. Estudio económico detallado.....	114
2.1. Inversión inicial. ....	114
2.2. Margen de operación. ....	115
2.3. Capital, subvención y deuda .....	116
2.4. Balance y rentabilidad económico financiera.....	117
2.5. Resumen de análisis económico-financiero .....	118
<b>BLOQUE V: Conclusiones y desarrollo futuro.....</b>	<b>120</b>
V.1. Conclusiones. ....	120
V.2. Desarrollo futuro .....	122
Bibliografía .....	124
Lista de figuras.....	128
Lista de tablas .....	130
<b>ANEXOS .....</b>	<b>132</b>
ANEXO I: Documento de condiciones vinculantes de agricultores y la central eléctrica.....	133
ANEXO III: Simulación de retribución en 2009 con perfil de carga continua y dos paradas en el mercado regulado .....	136
ANEXO IV: Simulación de retribución en 2009 con perfil de carga con paradas diarias y parada de mantenimiento en el mercado regulado.....	137
ANEXO V: Simulación de retribución en 2009 con perfil de carga con tres paradas en el mercado regulado.....	138
ANEXO VI: Simulación de retribución en 2009 con perfil de carga con tres paradas en el mercado libre.....	139
ANEXO VI: Análisis económico financiero del proyecto.....	140



# BLOQUE I: INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ESTRUCTURA DEL PFC

---

## I.1. Contexto del Proyecto

En el desarrollo de este apartado se pretende presentar las razones que llevan al diseño de una solución que da respuesta a las necesidades que están presentes en la actualidad y se presentarán en el futuro y que a continuación se exponen.

Por tanto, en las sucesivas líneas se pretende establecer una relación entre la energía y el uso que se da a ésta por la sociedad haciendo foco en los beneficios y contrapartidas derivadas de las actividades que tienen que ver con su uso y generación.

### 1.1. Energía y sociedad

El consumo de energía por habitante constituye uno de los indicadores más claros del desarrollo de una sociedad, algo íntimamente ligado con el bienestar y la calidad de vida de una comunidad. En este sentido se puede establecer una relación bastante clara entre el consumo energético y la variación de éste con producto nacional bruto de un país, con su capacidad industrial y con el nivel de vida que alcanzan sus habitantes.

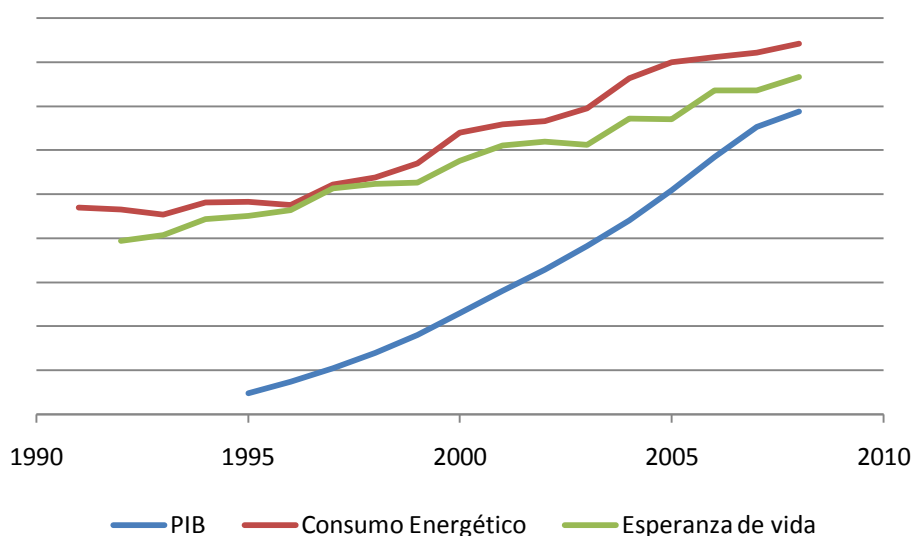


Figura 1. Curva de tendencias de consumo energético, PIB español y esperanza de vida. (1),(2) y (3)

En la Figura 1 puede apreciarse una marcada correlación entre las tendencias de varios de los indicadores y, por tanto, una relación notable entre ellas. Esta relación hace que se plantee un dilema de la gestión y la garantía del suministro de electricidad entre el corto y el largo plazo. Principalmente el problema se basa en el equilibrio de la dupla rentabilidad – sostenibilidad y, por tanto, los esfuerzos de la sociedad han de estar encaminados a conseguir un mix de producción que sea a la vez rentable para las empresas que entran en el mercado de la generación e imponer como una de las premisas más importantes en el sector, la sostenibilidad de éste a largo plazo.

Además, tomando el caso de España, se presenta el problema del desequilibrio geográfico existente entre las zonas productoras de energía y las zonas consumidoras<sup>1</sup>. Esto hace necesario avanzar en un modelo de generación eléctrica más distribuido que haga menores estas diferencias que, por otro lado, son prácticamente insalvables debido a la oposición de la población a la puesta en marcha de grandes centrales generadoras cerca de núcleos urbanos densamente poblados. El uso de energía renovables, con un impacto social y ambiental mucho menor, permiten su localización en los alrededores de los núcleos urbanos más grandes sin generar una oposición local demasiado fuerte y permitiendo el equilibrando de balanza de las zonas de generación-demanda del mapa de España.

<sup>1</sup> Véase Figura 2: Mapa de Generación de España [Fuente: REE]

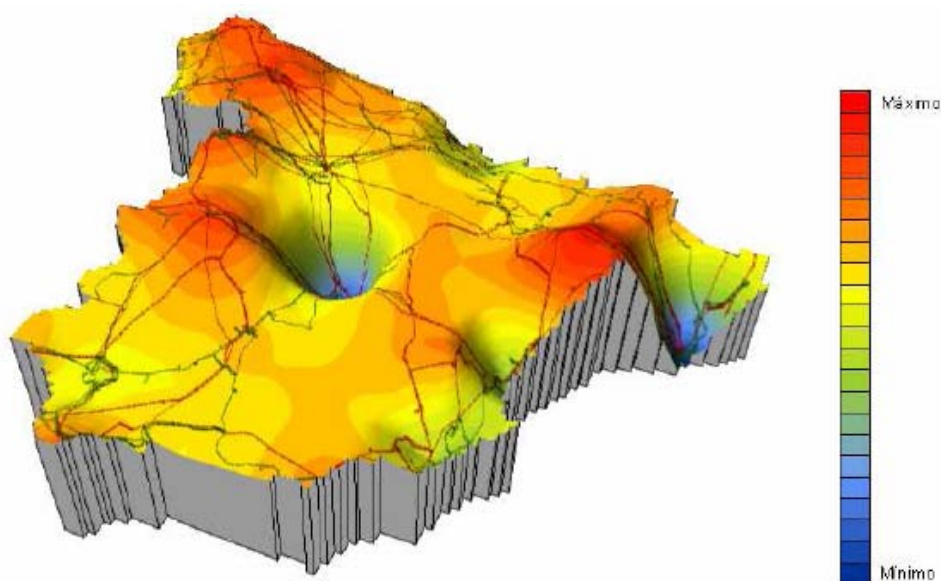


Figura 2: Mapa de Generación de España [Fuente: REE]

Una correcta gestión y emplazamiento distribuido de las centrales de generación podría contribuir a la optimización de las líneas de transporte y a disminuir las pérdidas, que suponen en torno a un 9%(4) de la energía total, causadas por el transporte y distribución de la energía desde las zonas productoras a las zonas de demanda.

Otra de las mayores ventajas y, uno de los objetivos a demostrar en este Documento, es que el uso de las energías renovables ayuda a mejorar los ratios de independencia energética en España utilizando tecnologías que no requieren ninguna importación para su uso. Mediante este proyecto se trata de aportar un pequeño grano de arena al camino a recorrer a largo plazo para disminuir la dependencia del exterior en cuanto a importación de combustibles fósiles y equilibrar la balanza de comercio del país.

## 1.2. Energía y cambio climático

Desde la firma del Protocolo de Kioto por parte de España y por el conjunto de países de la UE-15, se asumió como un objetivo la disminución de los gases de efecto invernadero para el periodo 2008-2012 del 8% respecto a la situación de 1990. Concretamente España, debido a que su crecimiento fue más tardío que en el resto de la UE, se comprometió a no aumentar sus emisiones en más de un 15% respecto a la situación de 1990 entre 2008 y 2012.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Estos datos son extraídos de la traducción del texto completo del Protocolo de Kioto elaborado por Naciones Unidas (6)



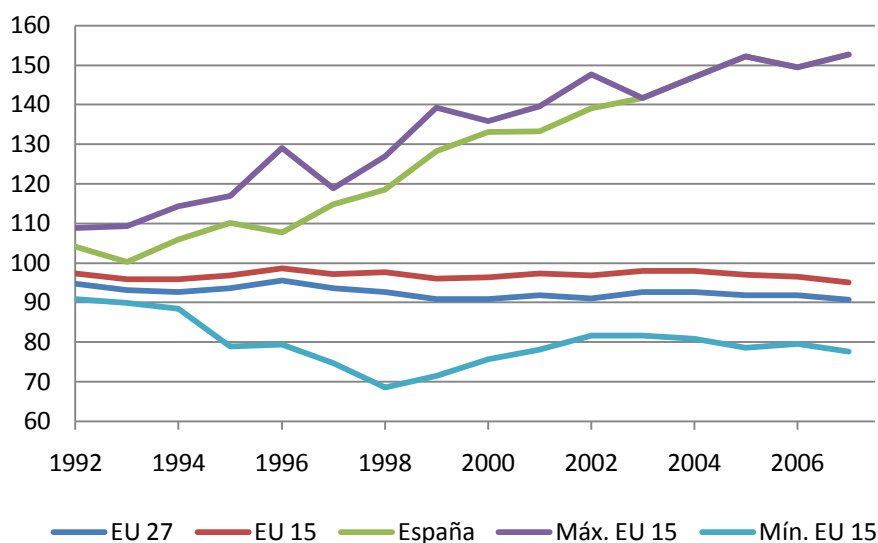


Figura 3. Emisiones de gases de efecto invernadero en la UE (5)

España es uno de los estados miembros más alejado de estos compromisos siendo, desde 2003, el país que marca los máximos en emisiones de efecto invernadero de los países que componen la UE-15 (Figura 3). Como se explica anteriormente, España mantiene el firme propósito de cumplir con los objetivos de Kioto aumentando sus emisiones en un máximo de un 15% respecto a la situación de 1990(6). Teniendo en cuenta que España ha aumentado sus emisiones un 52,3% entre 1990 y 2007(5) el cumplimiento con los compromisos de Kioto parece complicado. Esto implica que habrá que acudir, en última instancia, a los mecanismos de flexibilización que propone Kioto y comprar derechos de emisiones a otros países menos contaminantes suponiendo un coste adicional para Gobierno y empresas.

Teniendo en cuenta que el sector energético tiene una contribución notable a las emisiones globales (véase Figura 4) se ha de promulgar un impulso regulatorio en el sentido del cumplimiento de los compromisos de Kioto impulsando la adopción, por parte del sector, de las energías renovables como uno de sus principales medios de generación.

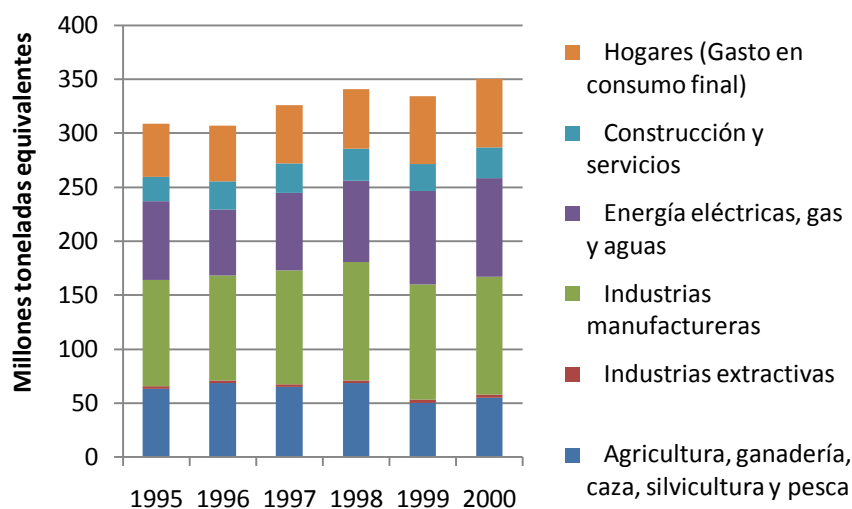


Figura 4: Emisiones de CO2 por sectores en España. (7)

Este escenario nos indica que la asunción por parte de las empresas de los costes medioambientales generadas por sus actividades será una realidad a medio-largo plazo y supondrá un aumento real de los costes que determinarán en gran medida la rentabilidad de las tecnologías de generación eléctrica. El empleo de técnicas que resultan neutras en cuanto a emisiones de carbono por kWh como la que se propone en este PFC suponen un gran aliciente al desarrollo y puesta en marcha de este tipo de tecnologías como método rentable de obtención de energía eléctrica a medio-largo plazo.

Otro de los factores que determina el actual modelo energético español y en gran medida la inclinación de la balanza comercial del país es la **dependencia energética**. Este indicador se define como el porcentaje que representan las importaciones netas de energía sobre el consumo interior bruto de energía.

Si tenemos en cuenta que España es un país cuya producción de combustibles fósiles es despreciable, reducir la dependencia energética supone aumentar el peso de las energías renovables dentro de la generación de energía.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Carbón</b>	51,6	41,8	38,6	40,3	35,1	35,4	33,1	31,3	33,8	28,8
<b>Petróleo</b>	0,9	0,5	0,3	0,5	0,5	0,5	0,4	0,2	0,2	0,2
<b>Gas Natural</b>	0,8	0,9	1	2,9	2,5	0,9	1,3	0,5	0,2	0
<b>Hidráulica</b>	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Nuclear</b>	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Eólica y solar</b>	..	..	..	..	..	100	100	100	100	100
<b>Biomasa y residuos</b>	..	..	..	..	..	100	100	100	100	100

Tabla 1. Autoabastecimiento de energía primaria en % frente al total. (8)

En la Tabla 1 se muestra el porcentaje que representa la producción nacional de cada una de las fuentes primarias de energía frente al total consumido. Como vemos, la producción de gas natural y petróleo es despreciable<sup>3</sup>, la producción de carbón es mayor aunque podemos considerarlo un combustible que ha caído en desuso y se considera que el combustible nuclear es totalmente producido en su totalidad en España aunque la realidad es que supone un añadido más a las importaciones.

<sup>3</sup> Cabe esperar un aumento del consumo y producción eléctrica a partir del carbón a raíz de la aprobación del Real Decreto 134/2010 el 1 de Octubre de 2010 que concede ayudas al carbón autóctono y prioriza su uso frente a carbones de importación.

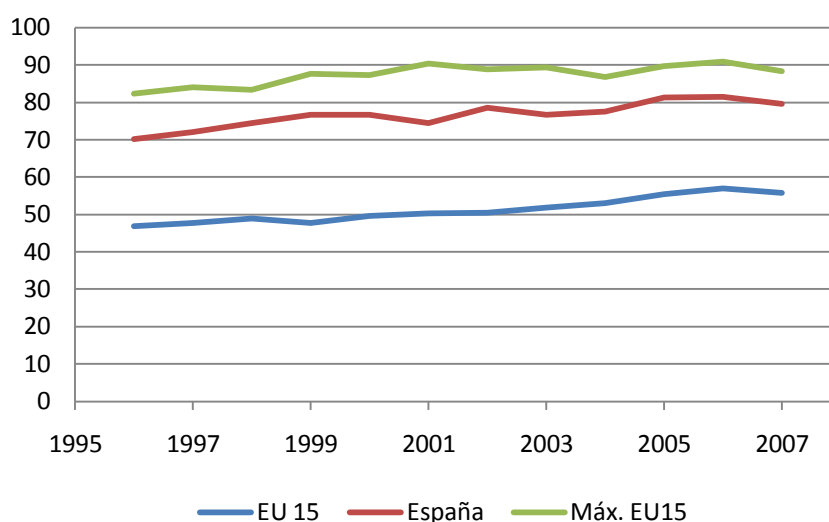


Figura 5. Dependencia energética en % frente al consumo total. (9)

## I.2. Objetivos del Proyecto de Fin de Carrera

El desarrollo de la actividad humana tiene como base el consumo energético, siendo necesaria su aportación en cualquier actividad humana. Estas necesidades plantean un grave problema en el tiempo, ya que los consumos energéticos aumentan de forma exponencial siguiendo la tendencia de desarrollo poblacional y sus necesidades que hace necesario la búsqueda de nuevas fuentes energéticas que garanticen un desarrollo sostenible y un abastecimiento óptimo de energía en el futuro.

El presente Proyecto de fin de carrera<sup>4</sup> pretende dar una respuesta técnica a la necesidad de abastecimiento e independencia energética mediante una solución basada en las energías renovables y en combustibles vegetales, en concreto aquella basada en la biomasa; así como profundizar en el conocimiento de las mismas y realizar un estudio de viabilidad de estas técnicas en una zona determinada de Castilla-La Mancha.

De modo, que mediante este PFC se trata de analizar la viabilidad técnica y económica de la realización de una central de generación eléctrica de dichas características. En el análisis se contemplará toda la cadena de procesos de la central, desde la planificación de los cultivos y el abastecimiento hasta el diseño del conexionado a la red eléctrica.

Así mismo, en el análisis del proceso se trata de dar respuesta al problema medioambiental que supone la gestión de estos residuos agrícolas. Mediante la valorización de estos residuos se incentiva a los agricultores a gestionarlos eficientemente y se da un impulso positivo al sector agrario dotándolo de un nuevo negocio relacionado con el negocio agrario tradicional.

Por tanto, mediante el presente Proyecto de Fin de Carrera se pretenden cubrir los siguientes **objetivos**:

<sup>4</sup> En adelante PFC



- Realizar la **ingeniería conceptual** del proyecto dando soluciones concretas aportando estudios, criterios de diseño de sistemas y equipos y datos básicos de operación de la central de ciclo combinado.
- Profundizar en el **estudio de las tecnologías** usadas en el diseño de la central dando una solución técnica **real** a las mismas teniendo en cuenta las posibilidades proporcionadas por los fabricantes actuales. Se tratará en todo momento de elegir las **soluciones que minimicen la huella ecológica** causada por el desarrollo de las actividades derivadas de la relación de este Proyecto.
- Proporcionar una alternativa al modelo de generación localizada aportando una solución dirigida a la **generación eléctrica distribuida** y alimentada con combustible local ayudando a disminuir la **dependencia energética**.
- Estudio de la **viabilidad técnico-económica** del uso de la tecnología de ciclo combinado con gasificación integrada de biomasa<sup>5</sup> tanto en el mercado regulado como en el mercado libre español. Además, se habrá de estudiar la **rentabilidad** de la inversión en este tipo de energías para demostrar su cabida en el mercado energético español.

Como consecuencia de llevar a cabo los citados objetivos se pretende avanzar los siguientes **beneficios**:

- **Económico**, dando una valorización a los residuos agrícolas que de otra forma serían quemados o desechados aportando un dato positivo a la rentabilidad del sector agrícola local. Además, se brinda a los agricultores a participar en el negocio de la generación eléctrica siendo éste un gran aliciente para continuar con sus actividades obteniendo rentabilidades mayores.
- **Medioambiental**, dando una respuesta ecológica que tiene en cuenta el ciclo de carbono de un año. La operación de la central térmica usando la biomasa como combustible permite obtener un balance de carbono prácticamente neutro debido a que las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas en la central son posteriormente fijadas en el crecimiento de las mismas especies vegetales de las que procede la biomasa que alimenta la central.
- **Social**, dotando a la zona de empleo cualificado y de posible desarrollo de sus infraestructuras que permitan el desarrollo de una industria a su alrededor atraída por los posibles productos derivados de la operación de la central. Además, se consigue una diversificación de las actividades que tradicionalmente se desarrollaban en la zona siendo esta más atractiva a la población y pudiendo así, evitar posibles migraciones de población hacia urbes mayores.

---

<sup>5</sup> En adelante se hablará de tecnología CCGI de biomasa o GICC tomando las siglas del inglés.



### I.3. Estructura del Proyecto Fin de Carrera

Intentando dar una respuesta clara a los objetivos marcados en el apartado 1 se estructura el PFC dividiéndolo en cinco bloques principales en los cuales el contenido se desarrolla siguiendo una secuencia lógica de pensamiento en la resolución de problemas.

En el **Bloque I** sirve como introducción y define el alcance del PFC aportando los objetivos que se pretenden cubrir en el desarrollo de dicho documento. Además, se aportan las justificaciones y motivaciones que llevan a la necesidad de desarrollar una serie de soluciones que lleven a la resolución de dichos objetivos.

En el desarrollo del **Bloque II** se comienza a dar forma a la solución que ha de cumplir los objetivos marcados para el PFC. En este apartado se estudian las soluciones posibles aportando datos, ventajas e inconvenientes de cada una de las alternativas para finalmente elegir aquella que se incluirá en el proyecto. Asimismo, este apartado, tiene una finalidad divulgativa aportando una serie de fundamentos de cada una de las tecnologías estudiadas para dar respuesta a las necesidades del proyectos pudiendo alcanzar así una mayor comprensión de las mismas que permita elegir la mejor de las opciones.

En el transcurso del **Bloque III** se da una respuesta más concreta y real a la consecución de los objetivos realizando el diseño de la central de generación eléctrica mediante gasificación integrada de biomasa. A lo largo de sus apartados se detallan los parámetros y criterios de diseño de cada uno de los elementos que lo conforman aportando datos reales manejados por los fabricantes haciendo posible una implementación real de estas técnicas en el futuro. En definitiva, trata de realizar la ingeniería conceptual del proyecto de diseñado de la central eléctrica.

El **Bloque IV** se trata de un compendio de estudios complementarios necesarios para la realización de este tipo de proyectos. Se aportan dos de los estudios que tienen mayor importancia a la hora de llevar a cabo un proyecto de estas características; un estudio económico-financiero sobre la viabilidad del proyecto y su evolución en el tiempo y un estudio de las alternativas de control ambiental de las emisiones que pueden ser implantadas en la central eléctrica y que servirá como prolegómeno del futuro estudio de impacto ambiental.

Para finalizar, en el **Bloque IV** se detallan las conclusiones a las que ha llevado todo el desarrollo del PFC así como las acciones a realizar para llevar a cabo la implementación futura del proyecto y futuras mejoras a implantar para mejorar el desempeño de la central.



# BLOQUE II: LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA

---

## II.1. Fase de campo y acondicionamiento de la biomasa

### 1.1. Generalidades

Durante esta fase se desarrollan todas las actividades que abarcan desde la recolección de la biomasa por el agricultor hasta su acondicionamiento para la posterior alimentación de la isla de gasificación.

Por tanto, en este apartado tomará especial relevancia la biomasa y todo el proceso asociado a su uso por la central desde su cultivo hasta la alimentación del gasificador. De este modo, cabe dar una definición de biomasa.

Se cataloga como biomasa *“todo material de origen biológico excluyendo aquellos que han sido englobados en formaciones geológicas sufriendo un proceso de mineralización”*<sup>6</sup>

Como vemos, se trata de una definición bastante general y abierta por lo que a lo largo del PFC se irá concretando el tipo de biomasa a utilizar así como sus propiedades químicas y térmicas. Siguiendo la línea de concretización, podemos empezar definiendo dos grandes grupos:

---

<sup>6</sup> AERNOR.CENT/TS 14588



- Biomasa residual: que puede proceder de actividades agrícolas, forestales o de industrias de transformación agrícolas. Este grupo es particularmente interesante porque además de resultar neutro a las emisiones de carbono cuando es utilizado para la producción de electricidad también tiene la ventaja añadida de que estamos dando valor y un segundo uso a un residuo que de otra forma sería desaprovechado.
- Cultivos energéticos: se trata de cultivos concebidos especialmente para su uso en la generación de energía. Estos cultivos son potencialmente peligrosos porque utilizan especies que forman parte de la alimentación básica de la población y el uso de estos cultivos podría alterar sus precios haciéndola inaccesible para una parte de la sociedad.

La biomasa a diferencia del resto de energías renovables, tiene una complejidad añadida en la logística de aprovisionamiento, ya que cada tipo de biomasa tiene un tratamiento específico, presenta baja densidad y tiene un carácter estacional.

### *Análisis del mercado de la biomasa en España*

El Plan de Energías Renovables de España recoge los objetivos de España respecto a las energías renovables englobados en la política energética europea y establece la contribución de las distintas energías renovables en el año 2010 en un porcentaje superior al 12% de la energía primaria.

La biomasa representa en torno al 50% de los objetivos del Plan de Energías Renovables, sin embargo se están desarrollando muy por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos del PER(10). Para apoyar la consecución de estos objetivos se define para España un marco normativo que permita el mayor desarrollo de las energías renovables, el RD 661/2007(11). Este RD está caracterizado por la ampliación del rango de tipo de biomasa y la hibridación de combustibles. Esta nueva situación de la biomasa permitirá que las empresas del sector vean más rentable su uso y que los objetivos marcados en el PER sean realmente factibles.

### *La energía proveniente de la biomasa*

La formación de materia viva o biomasa a partir de la luz solar se lleva a cabo mediante el proceso denominado fotosíntesis, gracias al cual, se producen moléculas de alto contenido energético cuyo coste de almacenamiento es nulo en forma de energía química. Por tanto, podemos considerar a la biomasa como máquinas captadoras o acumuladoras de energía.

Esto nos lleva a tratar a la biomasa como un vector energético con bastante potencial ya que permite un almacenamiento de energía relativamente alto que puede ser liberada de forma totalmente controlada posteriormente.

### *Ventajas e inconvenientes del uso de biomasa como fuente energética.*



Por un lado, al contrario que otras energías extraídas de la tanatoma, es decir aquellas que provienen de los combustibles fósiles, la biomasa es un recurso plenamente renovable y neutro en cuanto a emisiones de Carbono se refiere. Además, a diferencia de otras energías renovables como la eólica o solar, es una energía fácilmente almacenable y gestionable.

Por tanto, la biomasa puede usarse para desplazar el uso de otros recursos energéticos no renovables dada su gestionabilidad y su facilidad de programación. Su implementación gradual apoyada por el uso del resto de energías del Régimen especial de generación podría hacer que a medio-largo plazo se obtenga un mix de generación en España mucho más sostenible y que haga más atractivas a la inversión las actividades del sector base del País.

Como contrapartida, tenemos que tener en cuenta que estamos utilizando un combustible que se caracteriza por un contenido en humedad elevado y variable lo que hace, que comparado con otros combustibles, se considere de baja calidad a pesar de su bajo contenido en cenizas y azufres. Además, hay que añadir que supone un problema para su empleo en equipos de alta temperatura por su alto contenido en álcalis, que tienden a formar sulfatos y sales con bajo punto de fusión favoreciendo la corrosión de los equipos.

Otro de los problemas para la generación eléctrica mediante el empleo de este combustible es que requiere de unos cultivos muy extensos y a fin de obtener el combustible y dependen, por tanto, de la disponibilidad de la tierra y de otros factores económicos. Por otro lado, hay que tener en cuenta que la producción de la biomasa puede entrar en competencia directa con la producción de alimentos por lo que las administraciones habrán de establecer una regulación muy concreta para que este supuesto no se dé.

### 1.2. Elección de la biomasa a utilizar y justificación. Caracterización de la biomasa

Como se explicó anteriormente la clasificación más básica que se puede hacer de los tipos de biomasa consiste en dos grupos; la biomasa residual y los cultivos energéticos. Dado el carácter del PFC y la prioridad que se pretende otorgar a los factores ambientales y que aporten un valor añadido al entorno, tomaremos una biomasa del grupo de la **biomasa residual** como combustible a utilizar en la central. En esta elección se ha primado, por tanto, las ventajas ambientales que la biomasa residual ofrece permitiendo la utilización de recursos para actividades de valor y el impacto positivo en el entorno otorgando de una valorización económica a unos residuos que, de otra forma, habrían de ser gestionados suponiendo un coste para el agricultor.

Siguiendo estos mismos criterios alineados con los objetivos del presente Documento como es el aporte de soluciones al desequilibrio geográfico de generación-demanda en España intentaremos tomar como biomasa un cultivo que sea abundante en la zona periférica de ciudades o provincias donde la densidad de población es elevada y, por tanto, son causantes de ese desequilibrio de demanda y generación dada su elevada demanda y la dificultad de establecer centrales de generación convencionales por la oposición social.



Dada la tradición vitivinícola que se extiende prácticamente por todas las provincias de España se puede pensar en los residuos de tales actividades, por lo abundante de los mismos, como posible combustible para cumplir con los objetivos de generación eléctrica del PFC. Estos cultivos son explotados de forma intensiva y sus residuos no son aprovechables para la alimentación por lo que su uso generalizado como combustible no desplazaría a otros cultivos.

El uso de la biomasa con fines energéticos puede darse de varias maneras dependiendo del nivel de exigencia que tenga la tecnología a utilizar y el nivel de tratamiento que requiera. Así podemos encontrar biomasa tratada para eliminar todo su contenido en humedad, biomasa triturada sin tratamiento de secado y biomasa peletizada.

Análisis inmediato	Biomasa seca	Materia prima	Biomasa Pellet
Humedad total (%)	-	9,50	8,80
Volátiles (%)	78,10	70,68	71,23
Carbono Fijo (%)	18,78	16,92	17,01
Cenizas (%)	3,20	2,90	2,92
Análisis elemental	Biomasa seca	Materia prima	Biomasa Pellet
C - Carbono (%)	47,10	42,63	42,96
H -Hidrógeno (%)	5,70	6,21	6,18
O - Oxígeno (%)	42,28	47,17	46,84
N - Nitrógeno (%)	1,14	1,03	1,04
S - Azufre (%)	0,05	0,05	0,05
Cl - Cloro (%)	0,01	0,01	0,01
Poder calorífico	Biomasa seca	Materia prima	Biomasa Pellet
Poder calorífico superior (kcal/kg)	4520	4091	4120
Poder calorífico inferior (kcal/kg)	4540	3763	3820
Otros análisis	Materia prima	Pellet	
Densidad aparente (kg/m³)	198	716	
Contenido en metales	No detectado	No detectado	
Contenido de impurezas	No detectado	No detectado	

Tabla 2. Caracterización de la biomasa procedente de la poda del sarmiento.(12)

Como puede verse en la Tabla 2 el empleo de esta biomasa queda totalmente justificado debido a los siguientes factores:

- Presenta un bajo contenido en cenizas, escorias y azufres que mejorarán el funcionamiento y la vida operativa de los elementos de la central además de representar un ahorro evitando costes de gestión de residuos.
- Bajas emisiones de óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.
- Poder calorífico considerable.
- Alto contenido en humedad aunque fácilmente tratable para obtener un combustible más seco que mejore el rendimiento de todo el proceso.
- No contiene metales pesados por lo que serán inexistentes en las emisiones derivadas de las actividades de la central.

### 1.3. Recolección de la biomasa

Por lo especial del combustible utilizado por la central que se pretende diseñar en el presente proyecto cabe detenerse a analizar una serie de consideraciones a tener en cuenta a la alimentación continua de combustible a la central. Mediante el análisis de los factores que hacen más complicado el manejo de este combustible se pretende dar una solución lo más eficiente posible al problema de la estacionalidad de los cultivos.

#### *La poda de los cultivos*

Teniendo en cuenta que la biomasa a utilizar consiste en los residuos agrícolas derivadas de las actividades vitivinícolas y más concretamente de los sarmientos de vid, la obtención del combustible a lo largo del año depende totalmente de las actividades de poda de estos cultivos.

Con la palabra poda se designan los distintos cortes y supresiones que se ejecutan en los sarmientos, brazos y excepcionalmente, tronco, así como en las partes herbáceas que se llevan a cabo en algunos o todos los años, con los fines que se especificarán a continuación.

La poda de más interés para los objetivos de los que se ocupa el Proyecto, es la poda que se realiza durante el periodo de reposo de la vid sobre las partes agostadas, es decir, sarmientos, brazos y troncos. Estas supresiones que realizamos a la planta servirán de combustible para la central después de su conveniente tratamiento y, además, esta poda no conlleva prácticamente ningún tipo de efecto negativo sobre el cultivo por lo que la obtención de la biomasa que alimentará la central no supone ningún cambio en los procesos normales de cultivo de la vid.

La poda de la vid se realiza típicamente durante la época otoñal cuando se produce la “bajada” de la savia. Durante este proceso la planta moviliza todas sus sustancias útiles desde las hojas hasta las zonas de reserva, troncos y raíces, para pasar el invierno. La poda será óptima en esta época para los objetivos de la central porque los sarmientos resultantes de la poda todavía no han perdido todas sus reservas energéticas y obtendremos un poder calorífico algo mayor que realizando la poda con posterioridad.

#### *Recolección de los restos de la poda*

Una vez realizada la poda el agricultor debe realizar, según normativa<sup>7</sup>, una gestión de los residuos generados en las actividades de poda en pos de minimizar las posibilidades de incendio teniendo especial cuidado en su gestión los terrenos colindantes con zonas forestales.

Típicamente, el proceso que realizaba el agricultor consistía en la disposición de los sarmientos en las lindes del terreno de cultivo para su posterior empaquetado en “gavillas<sup>8</sup>” de forma manual o mediante maquinaria especializada. Una vez recogidos todos los restos de la poda se disponían a su quema, con la necesaria autorización de la Delegación de Medio Ambiente oportuna, en terrenos autorizados por el organismo.

<sup>7</sup> Se toma como referencia el Decreto 247/2001 de la Junta de Andalucía, BOJA num.144 (49).

<sup>8</sup> Def. Gavilla (50): *Conjunto de sarmientos, cañas, mieses, ramas, hierba, etc., mayor que el manojo y menor que el haz.*



Lo que se propone en este proyecto es sustituir la quema de estos residuos, actividad que sólo supone un coste adicional a las actividades del agricultor, por una valorización de los mismos para su aprovechamiento en la central que se pretende diseñar y ahorrar al agricultor de la tramitación de los permisos para la quema de estos residuos obteniendo un beneficio.

### 1.4. Logística de aprovisionamiento

Debido al carácter distribuido que es propio en los cultivos agrarios, uno de los principales problemas a los que se han de dar solución será la gran extensión requerida para obtener las cantidades necesarias de biomasa para la alimentación de la central para obtener así una generación eléctrica constante en el tiempo.

Además, se presenta un problema adicional debido a la estacionalidad de estos cultivos en los que la poda se produce durante el otoño. Esto hace que la obtención de la biomasa no sea continua a lo largo del año y complica la logística de aprovisionamiento de la central y hace que el almacenamiento sea un requisito necesario si se requiere de un funcionamiento de la planta continuado a lo largo del año.

La localización del almacenamiento de biomasa puede plantearse de manera centralizada siendo parte del terreno dedicado a la central y representando, por tanto, un área importante dedicada a labores de importancia. Esta medida hace que el espacio dedicado a las labores de almacenamiento tenga que ser calculado con mucha precisión teniendo en cuenta toda la vida útil de la central y, además, ha de tener en cuenta factores económicos por lo que se habrá de optimizar en la medida de lo posible la superficie dedicada a tales actividades.

Otro enfoque puede ser basarse en una solución de almacenamiento distribuida. Dada la gran cantidad de biomasa que será usada por la central, la extensión de cultivos necesaria será muy grande y, por tanto, el emplazamiento de diversas dársenas distribuidas por los cultivos que den servicio a la central es una solución que disminuye el terreno necesario para la central y permite un aprovisionamiento de biomasa sólo cuando ésta sea necesaria. De esta forma son los propios agricultores los encargados de aprovisionar a las dársenas en las cuales se producirán los primeros tratamientos de la biomasa para mejorar sus propiedades de cara a la logística de aprovisionamiento de la central.

	Ventajas	Inconvenientes
Almacenamiento central	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapidez en el aprovisionamiento ante picos de demanda.</li> <li>• Facilidad de gestión de la logística.</li> <li>• Baja inversión en maquinaria.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Molestias para los agricultores que pueden generar menor vinculación.</li> <li>• Grandes dimensiones de la planta.</li> <li>• Aumento del peligro por la acumulación de grandes de biomasa.</li> </ul>
Almacenamiento distribuido	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayores facilidades para los agricultores que generan mayor vinculación.</li> <li>• Abastecimiento más dinámico.</li> <li>• Mayor extensión del área de influencia de la planta.</li> <li>• Posibilidad de aumentar los cultivos implicados con el proyecto según necesidades.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor inversión en maquinaria.</li> <li>• Logística más complicada.</li> <li>• Mayores costes asociados al almacenamiento.</li> </ul>

**Tabla 3. Resumen comparativo de soluciones de almacenamiento**

Para la elección del tipo de enfoque logístico se prioriza aquella solución que permite a los agricultores involucrarse de forma activa en el proyecto y, por tanto, aquella que facilite sus labores. Por ello se considera óptima la opción de realizar un almacenamiento distribuido emplazando dársenas y haciendo al agricultor parte activa del proceso de abastecimiento de la central.

Debido a la baja densidad de la biomasa y la escasa velocidad a la que se produce su crecimiento será más conveniente la concentración de la misma en las pequeñas dársenas. Estas dársenas no serán más que pequeñas naves cubiertas y aireadas para proteger a la biomasa de la lluvia e impedir que adquiera mayor humedad. Además, esta configuración aprovecha el clima seco del territorio para propiciar, mediante un proceso natural de convección cruzada, el secado de la biomasa en las propias dársenas disminuyendo el tratamiento posterior en la central. Además, a fin de mejorar la eficiencia de la logística hasta la planta se equipa a las dársenas con máquinas astilladoras que reduzcan el volumen y aumenten la densidad permitiendo transportar mayor cantidad de biomasa en cada trayecto.

Teniendo en cuenta la solución escogida; una vez que la biomasa ha sido acumulada y parcialmente acondicionada en las dársenas será transportada hasta la central según las necesidades de alimentación de la misma. Para ello se traza un plan de logística que tiene como objetivo minimizar los costes que supone esta actividad sin alterar el funcionamiento programado de la central. Por esto, el plan logístico habrá de tener en cuenta las condiciones en las que se encuentra la biomasa en cada época del año ya que el tiempo de acondicionamiento de la biomasa variará según la época.

Una vez que la biomasa llega a la zona de almacenamiento de la central se habrá de tener especial cuidado en las condiciones de almacenamiento de la biomasa que allí se encuentre. A fin de evitar problemas como la autocombustión, posibles fermentaciones anaerobias y los derivados de la lixiviación dispondremos la biomasa en montones no superiores de 40-50 m<sup>3</sup> usando pasillos de prevención de incendios y otras medidas que impidan la propagación de fuegos al resto de la central.



### 1.5. Secado de la biomasa.

La humedad presente en la biomasa utilizada en este caso, el sarmiento de vid, ronda el 20%.

Así, como ya se explicó, el **secado primario** tendrá lugar en las dársenas de aprovisionamiento que estarán construidas con aperturas laterales que favorecen el flujo forzado y con techumbre cenital. Debido a que serán necesarias numerosas dársenas, las condiciones de secado no serán exhaustivamente controladas durante esta etapa.

Durante el **secado secundario** si se controlarán las condiciones de humedad de la biomasa intentando obtener valores cercanos al 10% de humedad que permitan el buen funcionamiento del gasificador. Durante esta etapa puede que sea necesario el empleo de algún método de secado forzado para no detener la generación eléctrica y poder obtener las condiciones necesarias rápidamente aún con un clima adverso.

Se debe considerar con especial cuidado las condiciones de secado considerando peligros derivados del empleo de maquinaria astilladora y peligros de autocombustión por la fermentación anaerobia.

## II.2. Aprovechamiento de la energía química de la biomasa.

El aprovechamiento energético consiste en transformar la energía química almacenada en la biomasa mediante el proceso de fotosíntesis en energía térmica aprovechable mediante un ciclo termodinámico.

La termoquímica es la parte de la química que se encarga de analizar las variaciones de energía (generalmente calor) que acompañan a las reacciones químicas. Mediante un análisis termoquímico de los procesos que se llevan a cabo en el aprovechamiento térmico de la energía almacenada en la biomasa se alcanzará un conocimiento más profundo de cómo se transforma la energía interna de la biomasa en calor o trabajo en cada una de las tecnologías que a continuación se explicarán pudiendo hacer una decisión fundamentada de la tecnología más idónea.

En definitiva puede concluirse que, según el Primer Principio de la Termodinámica, la energía contenida en el interior de la biomasa considerada como vector energético (energía interna) puede ser transformada mediante distintos procesos en calor y trabajo. Posteriormente las soluciones tecnológicas que se detallan pretenden transformar estas dos variables termodinámicas en energía eléctrica. Por tanto, la elección de la tecnología a utilizar dependerá de la eficiencia con la que se produzcan estas transformaciones tratando de minimizar pérdidas en los sucesivos procesos.

## 2.1. Tecnologías empleadas en el aprovechamiento de la energía biomásica en la actualidad

En este apartado se explican las tecnologías más relevantes en cuanto a uso y eficiencia que se emplean en la actualidad para el aprovechamiento de la energía proveniente de la biomasa.

### *Pirólisis*

La pirolisis consiste en la descomposición físico-química de la materia orgánica, en este caso biomasa, bajo la acción del calor y en ausencia de un medio oxidante. Los productos finales de la pirolisis son gases, condensables o piroleñosos y volátiles; líquidos o alquitranes y residuo carbonoso en forma sólida. Las cantidades relativas de dichos productos dependen de la cantidad de biomasa a tratar y de los parámetros de operación del equipo utilizado.

Estos productos finales no tienen porqué ser todos desechados y podemos darles una segunda utilidad. Así, podemos usar los líquidos obtenidos como biocombustible sustituyendo al diesel en algunas aplicaciones estáticas como calderas para la industria o como aditivos de productos procedentes del petróleo o como espumantes en el proceso de producción de hormigón poroso. Los residuos sólidos en forma de carbones tienen un uso directo en la industria metalúrgica y los gases obtenidos serán utilizados en un ciclo de gas que será el encargado de la producción de electricidad.

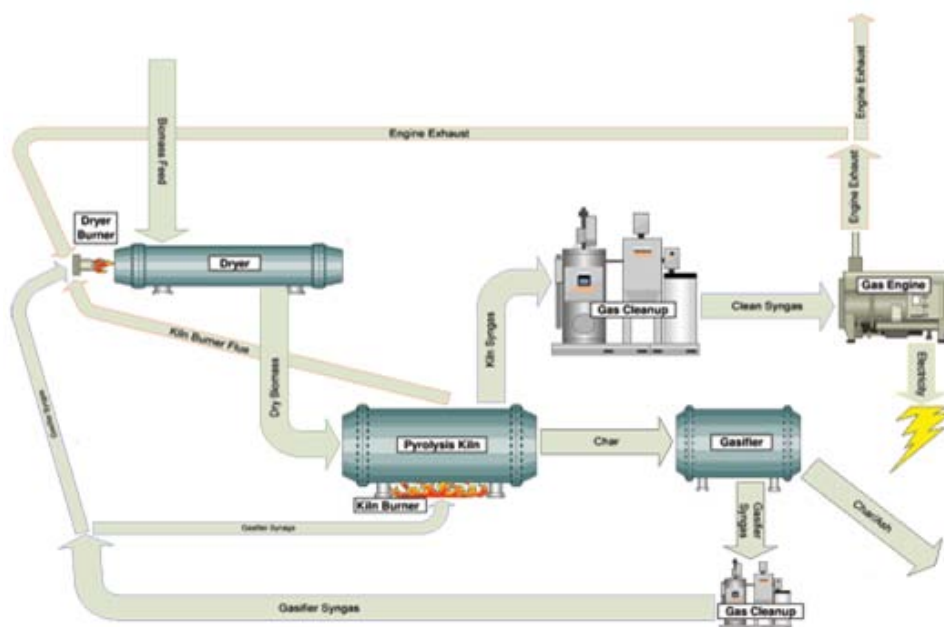


Figura 6. Esquema simplificado de la producción eléctrica usando pirólisis biomásica [Fuente: bestenergies.com]

En definitiva, la pirolisis es un proceso que presenta la ventaja de que todos sus productos finales son altamente aprovechables. Tiene como inconveniente que es un proceso en el que se empiezan a observar rendimientos realmente interesantes cuando el contenido en humedad de la biomasa es relativamente bajo por lo que, quizás, no compense tener que

realizar un pretratamiento intensivo de la biomasa para el uso de este método. Este método, quedará, por tanto, relegado al aprovechamiento de residuos sólidos urbanos.

### Combustión

La combustión, a diferencia de la pirolisis, consiste en la descomposición termoquímica de la biomasa cuando es sometida a altas temperaturas pero en una atmósfera rica en oxígeno. Como resultado de la combustión se produce una oxidación completa de los elementos constituyentes de la biomasa dando como resultado  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , cenizas y una liberación de energía calorífica. Este último producto puede ser utilizado para diversos fines entre los que se encuentran el que nos ocupa, la generación de electricidad mediante la vaporización de agua que se hace pasar por una turbina.

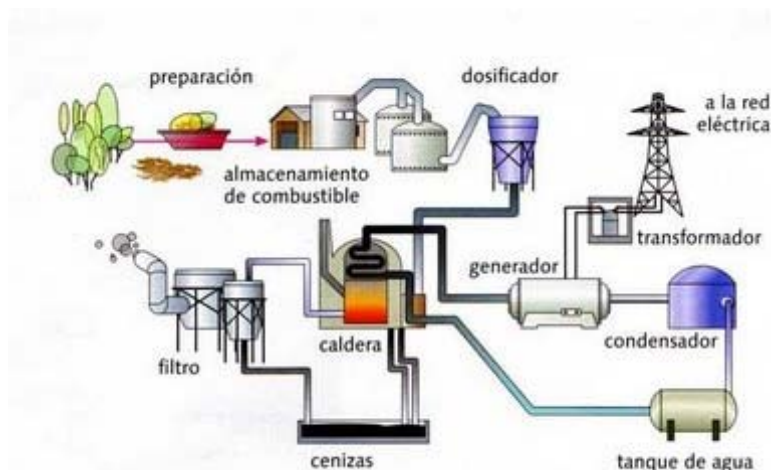


Figura 7. Esquema simplificado de generación eléctrica usando combustión de biomasa

Mediante el uso de este método obtenemos un rendimiento global del proceso de alrededor del 30%. Lo que hace que sea un método utilizado en gran cantidad de industrias con el fin de calefactar, aumentar temperaturas usando directamente la llama o en la incineración de residuos urbanos pero no es una tecnología que tenga un rendimiento relevante a la hora de generar energía eléctrica.

### Gasificación

Se denomina gasificación de biomasa a un conjunto de reacciones termoquímicas, que se producen en un ambiente pobre de oxígeno, y que da como resultado la transformación de un sólido en una serie de gases susceptibles de ser utilizados en una caldera, en una turbina o en un motor, tras ser debidamente acondicionados.

#### Reacciones exotérmicas

Combustión de carbono

—



Intercambio gas – agua

Metanización

(Metanización)  
(Gasificación con hidrógeno)

## Reacciones endotérmicas

Reacción de Boudouart

(Gasificación con  
anhídrido carbónico)

Reacción vapor – carbono

(Gasificación con  
vapor de agua)

Liberación de hidrógeno

En el proceso de gasificación, la celulosa se transforma en hidrocarburos más ligeros formando una mezcla de gases llamadas gas de síntesis o “syngas” como se denominará en lo sucesivo. Dicha mezcla tiene un poder calorífico inferior (PCI) equivalente a la sexta parte del PCI del gas natural, cuando se emplea aire como agente gasificante.

Podemos reducir básicamente los componentes que actúan en la gasificación en: el **agente gasificante** que no es más que un gas, o una mezcla de ellos, que aporta el calor inicial iniciar las reacciones que han de suceder en el proceso de gasificación y el **combustible** que se ha de gasificar. De modo que podemos simplificar el proceso de gasificación en términos generales como:

- **Secado:** evacuación de humedad debido al calor de la combustión en la región de oxidación.
- **Pirólisis:** degradación térmica en ausencia de un gas oxidante. Se producen gases y char.
- **Oxidación:** se genera calor y aparecen residuos inertes y escorias. Se caracteriza por su elevada temperatura.

Aunque el rendimiento del proceso de gasificación varía dependiendo de la tecnología a utilizar, el combustible y el agente gasificante que se utilice, se puede decir que se alcanzan rendimientos en el rango del 70 – 80% sin asumir demasiados riesgos. El resto de la energía introducida en el combustible se invierte en las reacciones endotérmicas, en las pérdidas de calor en los reactores y en el enfriamiento del syngas.

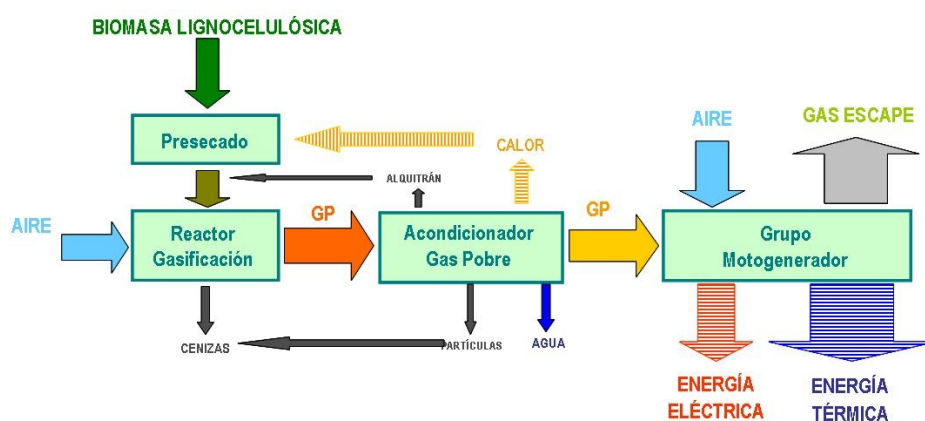


Figura 8. Esquema simplificado de la generación eléctrica usando gasificación



## 2.2. Elección de la técnica a utilizar y justificación.

Dado el carácter innovador y los objetivos basados en minimizar la huella ecológica del Proyecto tomaremos aquella tecnología que nos permite obtener la menor cantidad de residuos posibles y que éstos sean gestionables en su mayor parte.

	Ventajas	Inconvenientes
Pirólisis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Productos secundarios altamente aprovechables.</li> <li>• Residuos líquidos aprovechados en la producción de biodiesel</li> <li>• Residuos sólidos aprovechados en la industria metalúrgica.</li> <li>• Tecnología muy usada en el aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El proceso comienza a tener rendimientos interesantes cuando el contenido en humedad de la biomasa es casi nulo.</li> <li>• Proceso muy poco flexible.</li> <li>• Necesidad de pretratamientos del combustible.</li> </ul>
Combustión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sencillez del proceso.</li> <li>• Tecnología altamente desarrollada través de los años.</li> <li>• Amplio uso en la industria.</li> <li>• Muy usada para calefactar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rendimientos de aproximadamente el 30%.</li> <li>• Genera gran cantidad de residuos sólidos.</li> <li>• Mantenimiento de la caldera alto.</li> <li>• Gestión de los residuos complicada.</li> <li>• Tecnología con un rendimiento poco relevante para la producción eléctrica.</li> </ul>
Gasificación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Integración de pirólisis y combustión en el proceso.</li> <li>• Flexibilidad de combustibles.</li> <li>• Generación de residuos y gases de efecto invernadero bajas.</li> <li>• Fácil gestión de residuos.</li> <li>• Aprovechamiento de productos secundarios en otras industrias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversión elevada.</li> <li>• Tecnología poco madura.</li> <li>• Mayor dificultad en el control del proceso.</li> </ul>

Tabla 4. Resumen de tecnologías de aprovechamiento energético de biomasa

En base a estos principios y comparando las ventajas e inconvenientes que ofrece cada tecnología (ver Tabla 4) la tecnología de **gasificación** es la más adecuada para ser utilizada en el desarrollo de las soluciones que requiere el Proyecto debido a que ésta ofrece ventajas alineadas con los objetivos del proyecto:

- Minimización de residuos.
- Minimización de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Generación de un combustible versátil para su uso en el ciclo combinado.
- Fácil gestión y recogida de las cenizas generadas en el proceso de Gasificación.
- Posibilidad de usar estas cenizas como subproducto<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> En la actualidad se utilizan las cenizas generadas en la gasificación como materia prima en la fabricación de algunos materiales cerámicos, en la industria metalúrgica y en la fabricación de cementos.

## 2.3. Tecnologías de gasificación

Dentro de la gasificación existen diferentes tecnologías que son más adecuadas según el sistema en el que esté integrado el gasificador y la finalidad que se requiera de este sistema.

- Gasificación el lecho móvil a contracorriente.
- Gasificación en lecho móvil de corrientes paralelas.
- Gasificación en lecho fluidizado.

### *Gasificación en lecho móvil a contracorriente*

En la **Gasificación en lecho móvil a contracorriente**, como puede observarse en la Figura 9, la biomasa se introduce por la parte superior del gasificador y el agente gasificante por la inferior de forma que su interior se establecen dos flujos en sentidos contrarios.

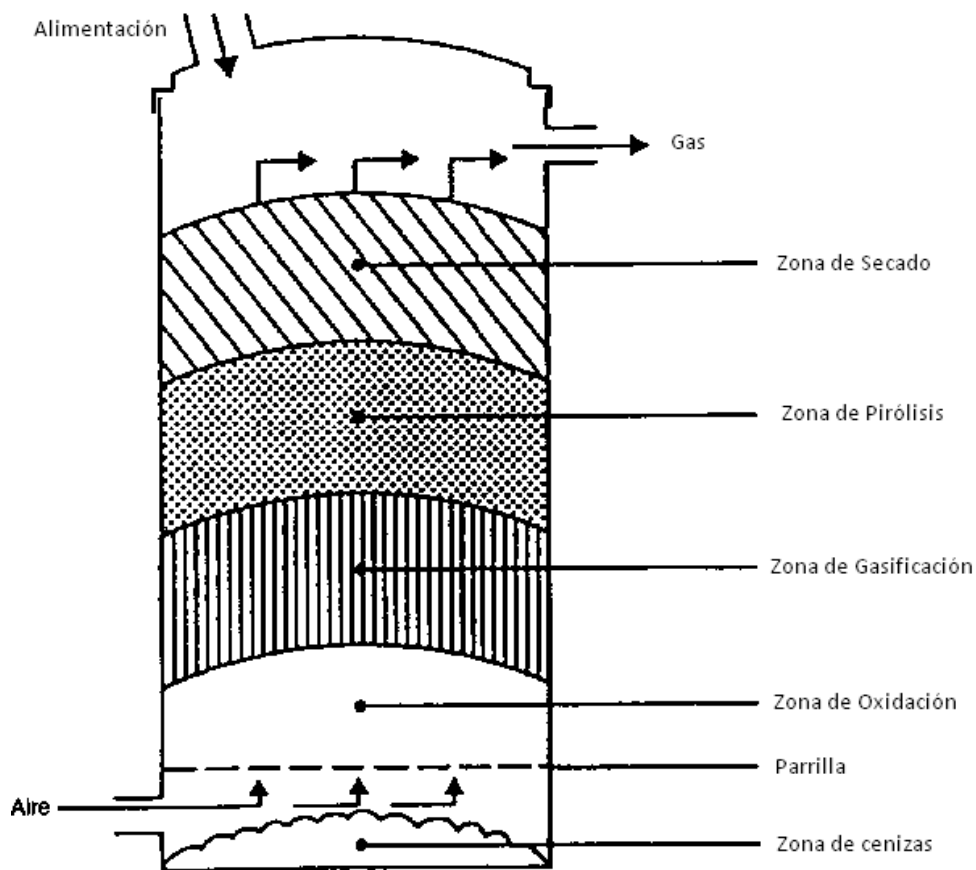


Figura 9: Sección de Gasificador de Lecho Móvil en Contracorriente

### *Gasificación de lecho móvil en corrientes paralelas*

En cambio, en el **Gasificador de lecho móvil en corrientes paralelas** se produce un flujo descendente de ambos reactivos, Agente y Biomasa (Véase Figura 10). En este caso la

secuencia del proceso es inversa y obtenemos temperaturas mayores a las obtenidas en el caso de contracorriente.

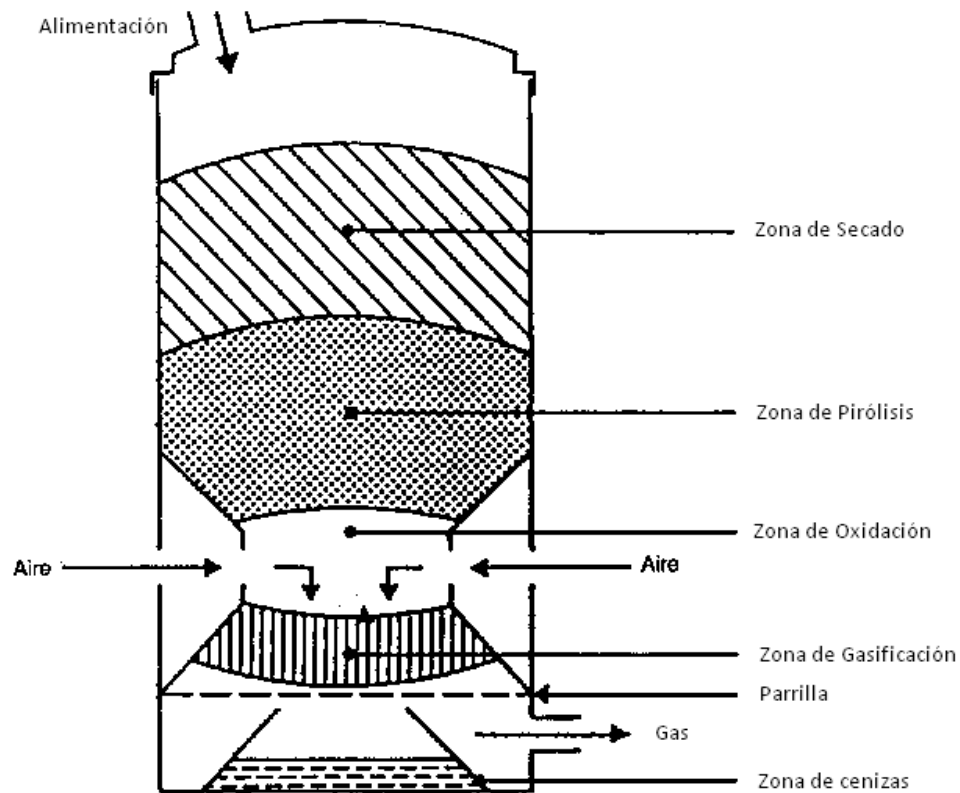


Figura 10: Sección de Gasificador en corrientes paralelas

### *Gasificación en lecho fluidizado*

En el proceso de **Gasificación de Lecho fluidizado** se cuenta con la principal ventaja de poder aportar biomasa en distintos grados de trituración otorgando al proceso de acondicionamiento de una flexibilidad que puede reducir costes.

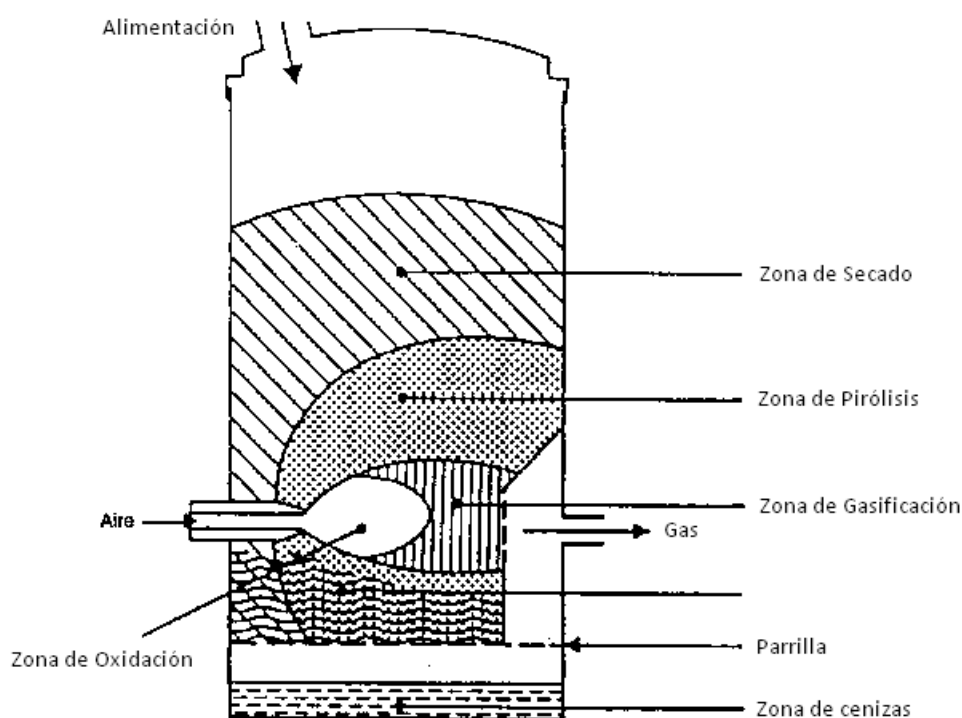


Figura 11: Sección de Gasificador de lecho fluidizado

En los reactores de lecho fluidizado se introduce la biomasa por la parte superior y el agente gasificante por la parte inferior del gasificador de forma que se establece una mezcla semi-homogénea de ambos componentes, no se distinguen regiones concretas para cada fase y la temperatura es muy uniforme, lo que facilita su control.

### *Elección de la tecnología de gasificación*

Dentro de la familia de tecnologías que engloba la gasificación se tomará aquella que aporte flexibilidad al sistema y minimice los costes sin incurrir en un descenso brusco del rendimiento y eficiencia de la isla de gasificación. Además, se ha de tener en cuenta los requisitos de cada una de las tecnologías en cuanto al combustible y su composición detallados en la Tabla 5 y, por tanto, se priorizará aquella tecnología que encaje más en el proceso global. Teniendo en cuenta que el combustible que se utilizará será biomasa peletizada y debido a la uniformidad y fácil control de su operación, se toma la **gasificación en lecho fluidizado** como la tecnología a implantar en la isla de gasificación de la central térmica.

	Características	Combustible y aplicación
Lecho arrastrado	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las cenizas se extraen como escoria fundida</li> <li>Combustible Pulverizado (&lt;100 µm)</li> <li>Alta temperatura del gas 1000-1600°C</li> <li>Bajo tiempo de residencia de 1 a 5 segundos</li> <li>Elevada eficiencia</li> <li>No produce alquitranes ni hidrocarburos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El más versátil aunque no son recomendables combustibles con las siguientes características: <ul style="list-style-type: none"> <li>Alto contenido en cenizas (&gt;25%)</li> <li>Alto contenido en cloro (&gt;0,6%)</li> <li>Cenizas de alto punto de fusión</li> </ul> </li> <li>Gran capacidad unitaria y eficiencia por lo que es el más usado en grandes centrales GICC</li> </ul>
Lecho fluidizado	<ul style="list-style-type: none"> <li>Temperatura 800-1050°C</li> <li>Combustible tamizado (&lt;5mm)</li> <li>Baja eficiencia inquemados</li> <li>Tiempo de residencia medio de 10 a 100 segundos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Requiere carbones muy reactivos o biomasa</li> <li>Más indicado para GICC de escala medio-grande</li> </ul>

Tabla 5. Comparativa de tecnologías de gasificación

Mediante el empleo de esta tecnología se obtiene una integración óptima con el combustible que se utilizará y la producción de alquitranes y otros residuos debidos a la baja eficiencia de inquemados no habrán de ser un problema debido al bajo contenido en impurezas, sulfuros y compuestos nitrogenados del combustible utilizado.

Por tanto, la gasificación de biomasa se presenta como una tecnología que permite obtener rendimientos eléctricos considerablemente altos, superando ampliamente los rendimientos que se obtienen mediante la combustión de la biomasa. Mediante el uso de la gasificación se obtiene un syngas que puede ser utilizado como combustible en una turbina de gas para después integrarla en un ciclo combinado obteniendo altos rendimientos. Sin embargo, mediante combustión sólo se podrá usar la biomasa sólida como combustible de la caldera de un ciclo de vapor en el que, obviamente, se obtienen rendimientos inferiores al ciclo combinado. Estas consideraciones hacen especialmente atractiva la elección de la gasificación como la tecnología a usar con el fin de conseguir los objetivos marcados en este Proyecto.

## II.3. Aprovechamiento de la energía térmica.

Una vez transformada la biomasa en un combustible más versátil para el logro de los objetivos del proyecto se puede aprovechar el poder calorífico del combustible, syngas, obtenido en la isla de gasificación para producir energía cinética en varias turbinas que serán diseñadas en apartados posteriores y permitirán transformar esa energía cinética en electricidad.



### 3.1. Fundamentos termodinámicos.

La termodinámica describe y define las transformaciones de una forma energética a otra: química a térmica, térmica a mecánica y mecánica a térmica<sup>10</sup>.

Se fundamenta en los principios de la Primera y Segunda Ley de la Termodinámica que pueden ser enunciados de manera simplificada como sigue:

- Principio de Conservación de la Energía.
- Sólo parte de la energía disponible puede pasar a energía útil o trabajo.

Independientemente del tipo de trabajo o forma energética que se considere, los conceptos de calor, trabajo y energía adquieren un “significado práctico” cuando se refieren a sistemas, procesos y las tecnologías asociados a éstos. Por tanto, cabe destacar que estas transformaciones tienen la finalidad de obtener una energía determinada que será aprovechable. Teniendo en cuenta esta aclaración, es conveniente y adecuado definir un ciclo termodinámico como la secuencia de procesos que se disponen entre una fuente energética y un sumidero de energía con el fin de obtener un aprovechamiento energético. En el caso que ocupa a este proyecto se considera la fuente energética el syngas obtenido al final de la isla de gasificación y el sumidero de energía la energía cinética que moverá la turbina.

### 3.2. Ciclos termodinámicos.

Un ciclo termodinámico es una representación de una serie de procesos termodinámicos que configuran una cadena cerrada que se puede representar en cualquier sistema de coordenadas termodinámicas.

#### *Ciclo Rankine*

Los primitivos desarrollos termodinámicos se centraron en las características funcionales de la máquina de vapor y, por tanto, era natural desarrollar un ciclo termodinámico reversible que se aproximara en la mayor medida a los procesos relacionados con la misma, para así poder realizar cálculos de su funcionamiento aproximado. El ciclo Rankine, Figura 12, cumple el objetivo precedente realizando el proceso de forma cíclica en el orden que sigue:

- i. Compresión del líquido.
- ii. Aplicación de calor hasta su vaporización pudiendo posteriormente obtener vapor sobrecalentado.
- iii. Expansión del vapor generando trabajo.
- iv. Condensación del vapor para obtener de nuevo líquido saturado.

---

<sup>10</sup> La RAE define *termodinámica* como: *f. Parte de la física en que se estudian las relaciones entre el calor y las restantes formas de energía.*

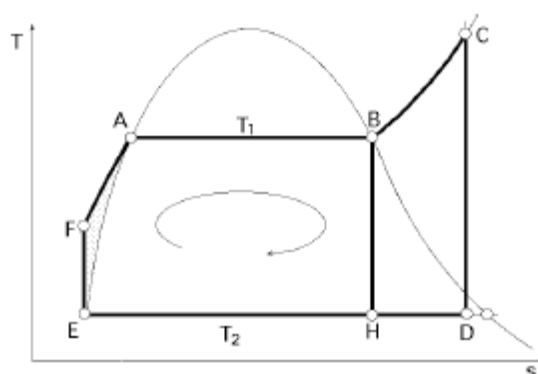


Figura 12. Diagrama T-s del ciclo de Rankine normal y con sobrecalentamiento

La mayor temperatura media a la que se absorbe el calor,  $T_1$ , o la menor temperatura media a la que se cede,  $T_2$ , tienden a mejorar el rendimiento térmico del ciclo. Por tanto, cuanto mayor sea la diferencia entre las temperaturas de los focos, mayor será el trabajo aportado por el ciclo y transmitido a la turbina.

## Ciclo Rankine con recalentamiento

Debido al uso directo del vapor del ciclo sobre las turbinas, se ha de tener en cuenta en todo momento el efecto de la corrosión sobre los álabes de la misma. A fin de mejorar este comportamiento y minimizar la condensación de gotas en los álabes en la mayoría de las máquinas de vapor se instalan sobrecalentadores y recalentadores que modifican el ciclo normal.

El aumento de presión en la caldera o el descenso de la misma en el condensador puede provocar una reducción del título de vapor a la salida de la turbina pudiendo provocar la condensación del mismo. El **sobrecalentamiento** consiste en transferir al vapor saturado seco energía adicional antes de introducirlo por primera vez en la turbina haciendo que la temperatura media de absorción de calor sea mayor que en el caso anterior aumentando el rendimiento.

Una segunda modificación que se hace del ciclo es el **recalentamiento** del vapor. En el ciclo mostrado en la Figura 13 el vapor no se expande en la turbina hasta la presión del condensador en una sola etapa; en la primera etapa de la turbina, el vapor se expande hasta una presión intermedia para ser recalentado en el generador de vapor y se expande una segunda vez hasta la presión de condensación.

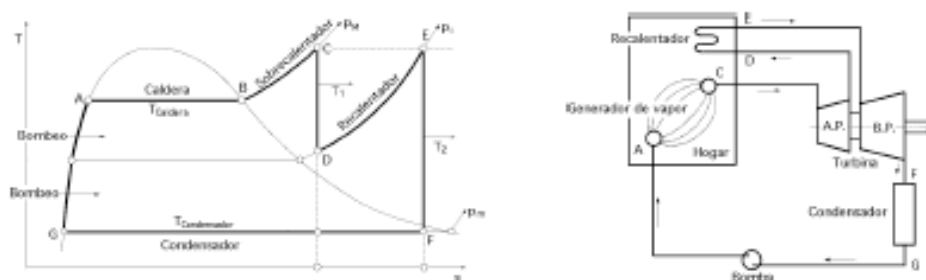


Figura 13. Ciclo de Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento

La principal ventaja de este proceso es el aumento del título de vapor en la turbina minimizando el riesgo de condensación. El sobrecalentamiento no tiene un impacto demasiado notable sobre el rendimiento del ciclo aunque el recalentamiento permite que el trabajo aportado por el ciclo durante las sucesivas expansiones sea mucho mayor que el trabajo necesario para el bombeo haciendo que el trabajo neto sea mayor que en el ciclo simple y mejorando notablemente el rendimiento.

## Ciclo Brayton

Las turbinas de combustión funcionan según un ciclo Brayton. Estas turbinas se basan en unas máquinas rotativas que toman el aire aspirado a presión atmosférica para comprimirlo en el compresor (C) elevando, a su vez, la temperatura. Después, es conducido a la cámara de combustión (D) donde se inyecta el combustible que arde de forma continuada y suave; los productos calientes de la combustión se expansionan contra los álabes de la turbina desarrollando un trabajo útil y salen a la atmósfera a través del escape.

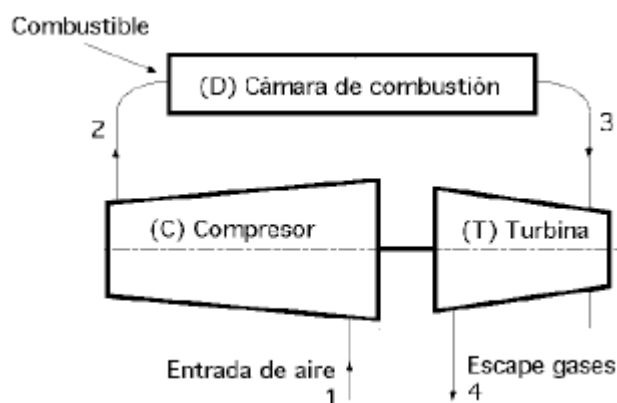


Figura 14: Esquema simplificado del Ciclo Brayton

El rendimiento del ciclo de gas viene determinado por la relación entre el trabajo útil generado y calor de combustión del combustible consumido.

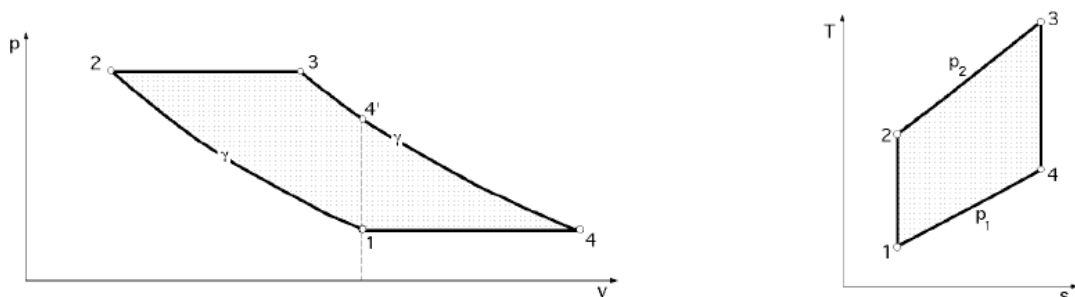


Figura 15. Diagrama P-V y T-s del Ciclo Brayton

Atendiendo a la Figura 15, es fácilmente demostrable que el rendimiento de este ciclo sólo depende de la relación de presiones a la entrada y a la salida del compresor y, por tanto,



un buen funcionamiento de la turbina de gas exige que la relación — sea elevada, lo cual implica que la relación — también lo sea. Es decir, necesitamos de una buena relación de compresión del gas combustible en el compresor para optimizar los rendimientos.

Otro factor a controlar es la combustión en la cámara de combustión. Si la relación es demasiado alta provocará problemas de resistencia a altas temperaturas en los álabes. De este modo, y como norma general, cuando el funcionamiento es prologando los gases de escape no deberán superar los 800°C. Esto entra en contradicción con el hecho de que para obtener el mayor trabajo útil y, por tanto, una mayor generación de energía eléctrica en el alternador hemos de hacer que la relación sea lo mayor posible reduciendo, asimismo, el coste del kW instalado. Esto indica que habrá que llegar a un acuerdo que compense ambos factores.

Esto hace que el rendimiento térmico en este tipo de turbinas sea inferior al de un motor de combustión interna en el que se alcanzan puntualmente temperaturas próximas a 2000°C. Este rendimiento puede ser justificado por su bajo coste de instalación y por la capacidad de funcionar a bajas presiones ideales para plantas de pequeño tamaño y fomentar el uso de la generación distribuida.

Como vemos en la *Figura 17*, la puesta en servicio es muy rápida siendo necesario llevar al grupo a velocidad del orden del 30% de la de régimen siendo de fácil manejo y reducidos gastos de mantenimiento. De esta forma, obtenemos una central de bajo coste de mantenimiento, fácilmente gestionable y programable y que da una respuesta rápida a los requerimientos del momento.

### Ciclo Combinado

El ciclo combinado consiste, en el sentido más generalista, en la integración de dos o más ciclos termodinámicos para conseguir una conversión más eficiente de la energía aportada en trabajo o potencia.

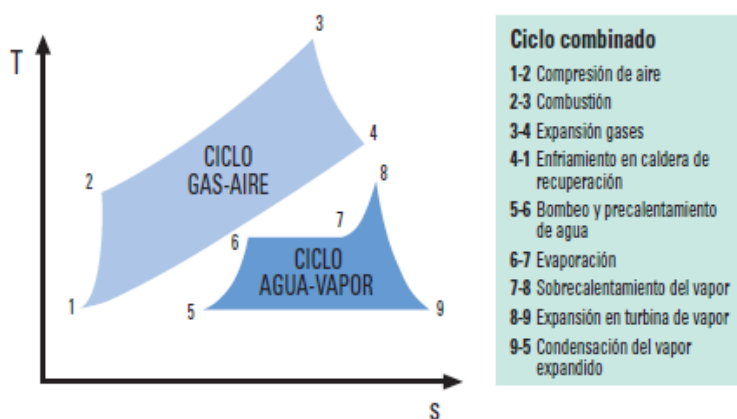


Figura 16. Diagrama T-s del ciclo combinado

Termodinámicamente esto supone la integración de un ciclo Brayton con un ciclo Rankine como queda representado en la Figura 16. En este proceso las altas temperaturas de

los gases de escape de la turbina de gas se aprovechan, mediante una caldera de generación de vapor, para generar el vapor de agua que se expande en la turbina de vapor. Véase Figura 17.

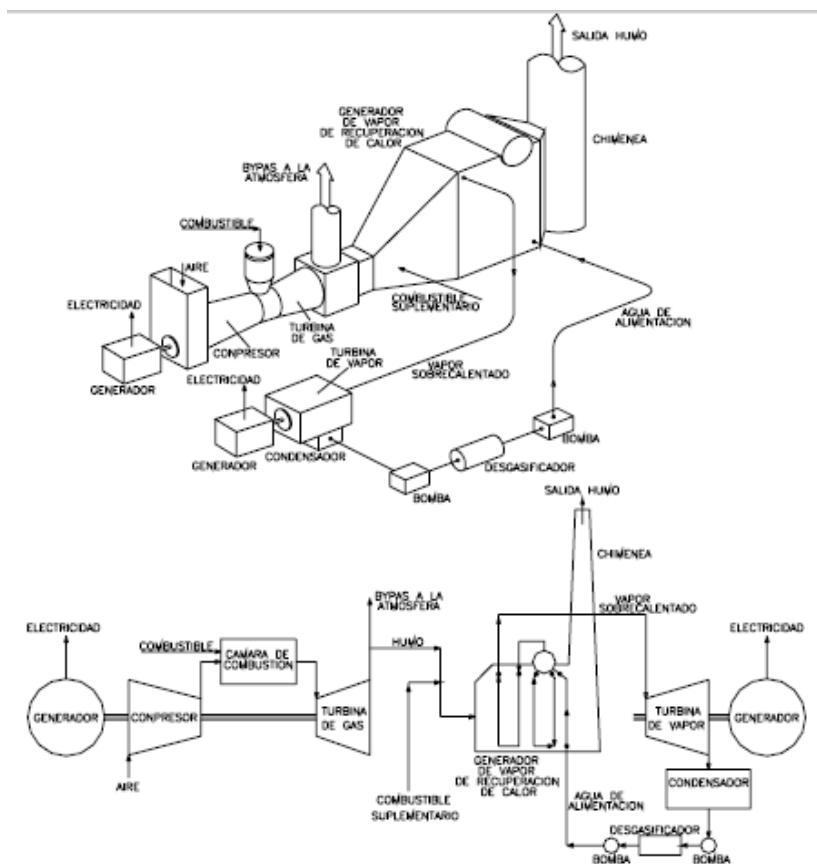


Figura 17. Esquema general de una central de Ciclo Combinado

Mediante esta integración se conjugan así las ventajas de los ciclos termodinámicos de gas y vapor, ya que se logra una alta temperatura de absorción en el ciclo de la turbina de gas y una baja temperatura en la cesión del ciclo de vapor, logrando elevar el rendimiento a valores superiores al 55%.

### 3.3. Elección del ciclo termodinámico a utilizar y justificación

Siguiendo los criterios y prioridades que se han seguido a lo largo de la elección de todas las tecnologías a utilizar en el desarrollo del presente PFC y que pueden resumirse en la priorizar la eficiencia y respeto ecológico, la elección del **Ciclo Combinado** como tecnología a utilizar es más que evidente porque el uso de cualquiera de los otros dos ciclos por separado no hubiera permitido alcanzar los rendimientos que se alcanzan mediante el uso del ciclo combinado.

Esta diferencia de rendimiento es también notable en la relación entre consumo y generación. Como puede apreciarse en la Figura 18, el consumo específico de combustible es

menor en los ciclos combinados y, además, la potencia generada es mayor en el los ciclos combinados para el mismo consumo específico.

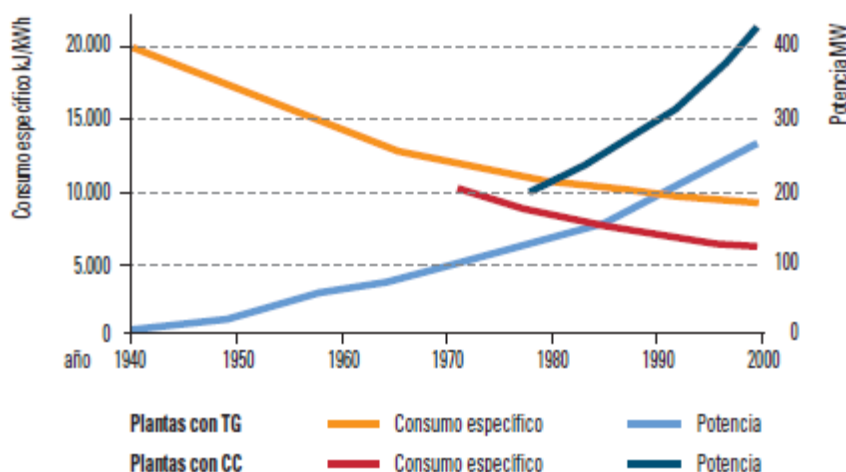


Figura 18. Evolución temporal de potencia y consumo en TG y CCGN. [Fuente: ELCOGAS]

Además presentan una serie de ventajas frente a las centrales térmicas convencionales:

Ventajas de los ciclos combinados	Ciclos combinados	Centrales clásicas
Mayor eficiencia energética	55-57%	35-40%
Menores emisiones atmosféricas, en especial de CO <sub>2</sub>	350g de CO <sub>2</sub> /kWh	850g de CO <sub>2</sub> /kWh
Menor consumo de agua	435 m <sup>3</sup> /h (400 MW)	875 m <sup>3</sup> /h (400 MW)
Bajo coste de inversión específico	400 – 600 €/kW	>1000 €/kW
Menor plazo de construcción	2 años	3-4 años
Alto grado de automatización: bajo coste de operación	5 €/kW-año	27 €/kW-año
Mayor aceptación social, bajo requerimiento de espacio: facilidad de ubicación próxima al consumo	100.000 m <sup>2</sup> (400 MW)	260.000 m <sup>2</sup> (400 MW)

Tabla 6. Ventajas de los Ciclos Combinados (13)

## II.4. Generación eléctrica mediante alternador. De la energía cinética a la electricidad.

La función del alternador no es más que la transformación de la energía cinética transmitida a las diferentes turbinas del ciclo combinado en energía mecánica en el eje de giro

del rotor. Esta energía mecánica que aparece en el rotor en forma de par y vueltas por unidad de tiempo, se transforma en energía eléctrica mediante una máquina eléctrica.

### 4.1. Fundamentos de la generación eléctrica

Un generador eléctrico es aquella máquina que es capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica.

Los dos principios fundamentales en los que se basa cualquier máquina que transforma energía mecánica en energía eléctrica son los siguientes:

- Cuando un conductor que se encuentra en el interior de un campo magnético que se mueve de tal forma que corta líneas de flujo magnético, se genera en él una fuerza electromotriz (fem).
- Al circular una corriente eléctrica a través de un conductor situado dentro de un campo magnético, se produce una fuerza mecánica que tiende a mover el conductor en dirección perpendicular a la corriente del campo magnético.

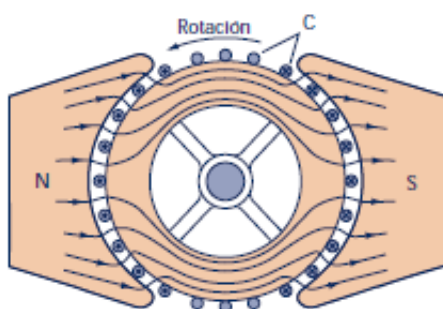


Figura 19. Líneas de flujo magnético y fem inducida en una máquina eléctrica rotativa(14)

Cuando gira el inducido, los conductores (C) cortan las líneas de campo magnético, de este modo se genera en ellos una fem. Como puede verse en la Figura 19 los conductores están dispuestos de manera paralela al eje de rotación y sobre el inducido por las razones anteriormente explicadas.

Para poder extraer la corriente generada, hay que conectar los conductores del inducido a un circuito externo de carga. Si la máquina eléctrica funciona como generador, las fuerzas electromotrices generadas tienden a enviar corrientes salientes e ambos lados.

### 4.2. Clasificación de máquinas eléctricas

Se ha de tener en cuenta que un generador no es más que una máquina eléctrica que por el funcionamiento que se le impone inyecta potencia a la red en vez de absorberla (véase Figura 20). Por tanto, la clasificación de los posibles generadores a emplear se hará en base a sus características como máquina eléctrica.

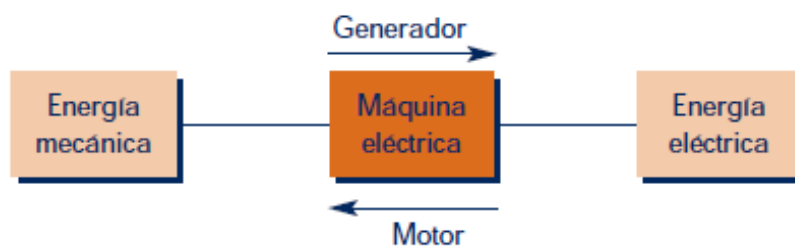


Figura 20: Tipos de funcionamiento de las máquinas eléctricas(14)

Todas las máquinas eléctricas constan de los siguientes elementos constructivos que quedan representados en la Figura 21.

- Inductor
- Inducido
- Escobillas
- Carcasa
- Entrehierro
- Cojinetes

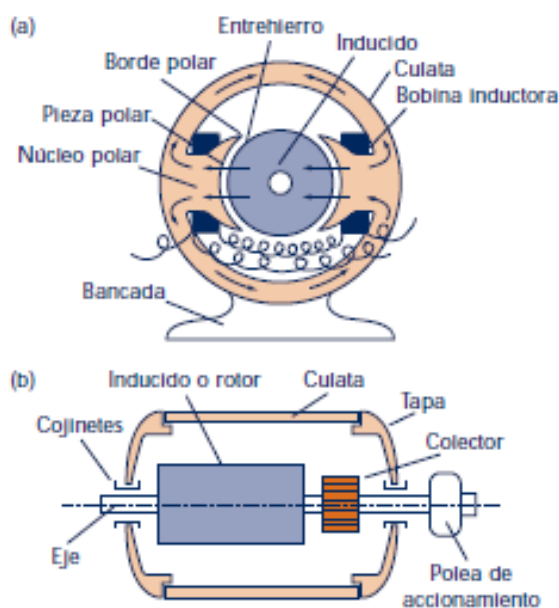


Figura 21: Partes constitutivas de las máquinas eléctricas rotativas(14)

Siguiendo la clasificación general planteada en la Tabla 7 se realiza una primera distinción entre las máquinas eléctricas utilizadas en base a la forma de la corriente eléctrica que generan: corriente continua o alterna.

		Tipo de corriente	
		Corriente continua	Corriente alterna
Generadores	Dinamo	Independiente	Monofásico
		Serie	Trifásico
		Shunt	Polos lisos
		Compound	Polos salientes
			Alternador

Tabla 7. Clasificación general de generadores eléctricos(14)

Los generadores de corriente continua quedan descartados para el presente PFC debido a que su uso está prácticamente extinto y no tienen buenas prestaciones para aplicaciones de alta potencia. Además, son máquinas poco robustas que requieren de un mantenimiento intensivo y necesitan de una electrónica de potencia compleja para su conexión a la red eléctrica.

### *Generador de corriente alterna síncrono*

Una máquina rotativa síncrona es una máquina rotativa que se caracteriza por ser excitada en corriente continua y girar en todo momento a la velocidad que le impone la red, velocidad de sincronismo.

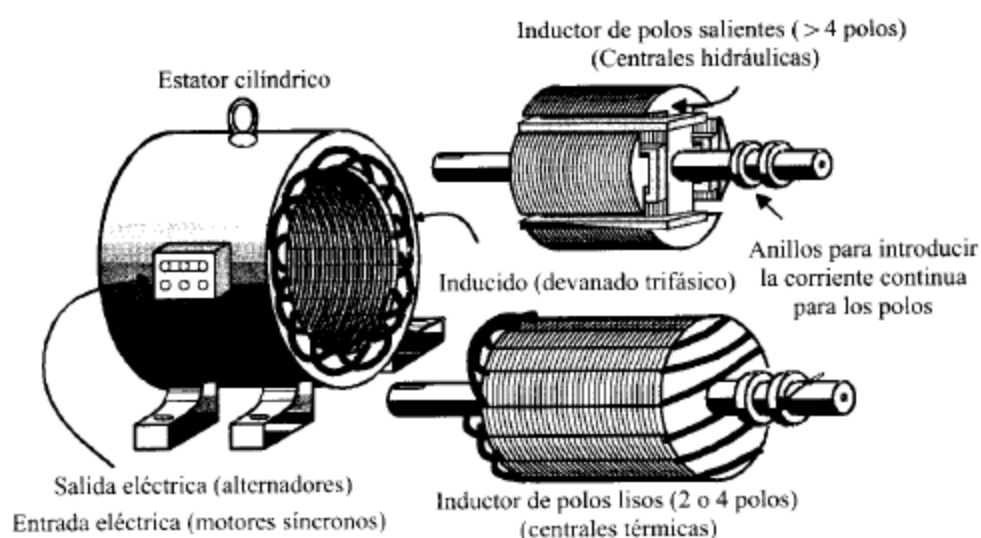


Figura 22: Tipos de máquinas síncronas(15)

Estas máquinas consisten en un inductor alimentado con corriente continua colocado en el rotor siendo alimentado por medio de anillos rozantes.

El inducido, normalmente trifásico, suele colocarse en el estator. Cuando funciona como generador, se introduce energía mecánica por el eje, y al aplicar corriente continua al inductor, se obtiene una fem de frecuencia  $f_2 = np/60$ , que se aplica a la carga. Este tipo de generadores están provistos de tres devanados iguales en el estator, colocados de forma que queden desplazados entre sí  $120^\circ$ . Durante una vuelta del rotor, los polos Norte y Sur del campo magnético inducido por la excitación rotórica pasan por los tres devanados del estator. Durante este proceso, en cada uno de los devanados se genera una tensión alterna monofásica. Por la disposición física de los devanados, las tres tensiones monofásicas tienen la misma evolución en el tiempo pero desplazadas entre sí  $120^\circ$ .

El alternador es con mucho la máquina generadora más importante que existe proporcionando la mayor parte de la energía eléctrica que se consume hoy en día teniendo aplicación en centrales de grandes potencias como las nucleares y en pequeños grupos electrógenos acoplados a motores de combustión interna.

### *Generador de corriente alterna asíncrono o de inducción*

Son máquinas eléctricas caracterizadas por ser excitadas mediante corriente alterna y debido a esto girarán a una velocidad diferente a la de sincronismo debido a que existirá un deslizamiento entre las frecuencias de inducido e inductor.

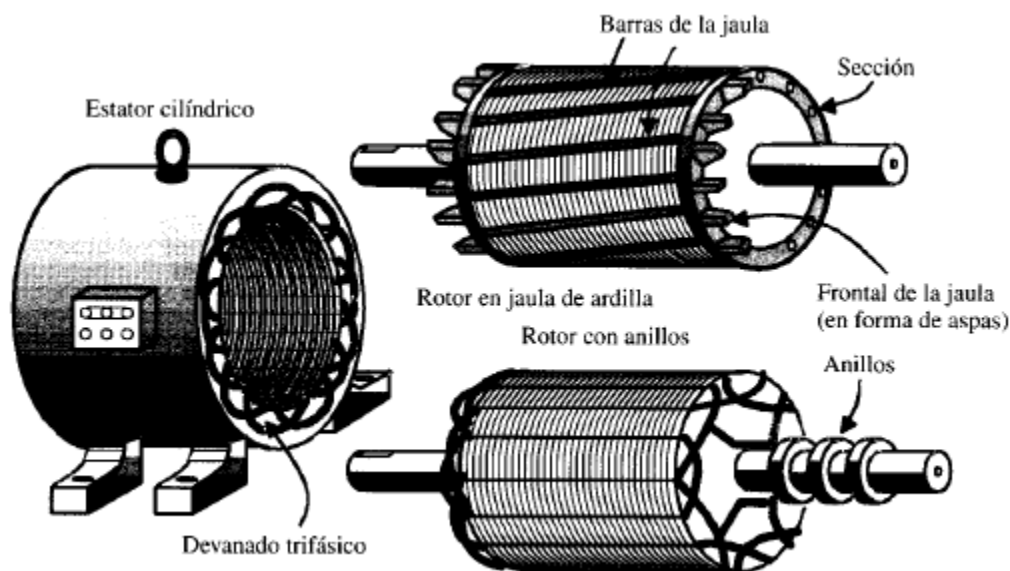


Figura 23: Tipos de máquinas asíncronas o de inducción (15)

Su funcionamiento como generador consiste en forzar a la máquina a girar a una velocidad superior a la velocidad de sincronismo impuesta por su número de polos. El deslizamiento, por tanto, se hace negativo y la máquina absorbe energía mecánica que transforma en energía eléctrica, devolviéndola a la red con una frecuencia  $f_1 = f_2 + np/60$ . Este tipo de funcionamiento no es autónomo porque necesita de la red eléctrica para magnetizar la máquina y no aportan inercia a la red.

### 4.3. Elección del tipo de generador y justificación.

Teniendo en cuenta que se ha descartado desde un principio la utilización de una máquina de corriente continua como generador por su escasa aplicación y las dificultades que suponen su uso, la elección se reduce a tomar el generador síncrono o el asíncrono como máquina a usar.

Para realizar esta elección, el criterio predominante será la experiencia que nos aporta la industria y, por tanto, las tecnologías usadas en centrales eléctricas de características similares a la central que se intenta dar forma en este proyecto. En base a este criterio se ha de considerar que el generador utilizado en la gran mayoría de las centrales de un tamaño medio-alto con características similares es el generador síncrono, por lo que se tomará este generador como máquina encargada de la obtención de la energía eléctrica. Mediante el uso de este generador obtenemos una serie de ventajas asociadas a su funcionamiento:



- Permiten control de la potencia activa y reactiva vertidas a la red permitiendo poder participar en los mercados de control de la tensión y en las reservas de potencia.
- Gran robustez minimizando los costes de mantenimiento.
- Aportan gran inercia a la red haciendo que se pueda participar en el mercado de control de la frecuencia. Además, pueden funcionar como compensadores síncronos de la frecuencia sin estar vertiendo potencia.
- Fácil control de la excitación. El circuito de control no es complicado y su control no supone dificultades ni excesivas pérdidas por efectos de Joule.





# **BLOQUE III: DISEÑO DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO CON GASIFICACIÓN INTEGRADA DE BIOMASA PROCEDENTE DEL SARMIENTO DE VID**

---

El diseño de la central se hará de forma modular analizando cada uno de los bloques e islas del proceso de generación de energía en el ciclo combinado. Este método de diseño tiene como principal ventaja la sencillez de análisis pero no permite la integración de las distintas islas y procesos por lo que también se hará una valoración de las posibilidades de integración.

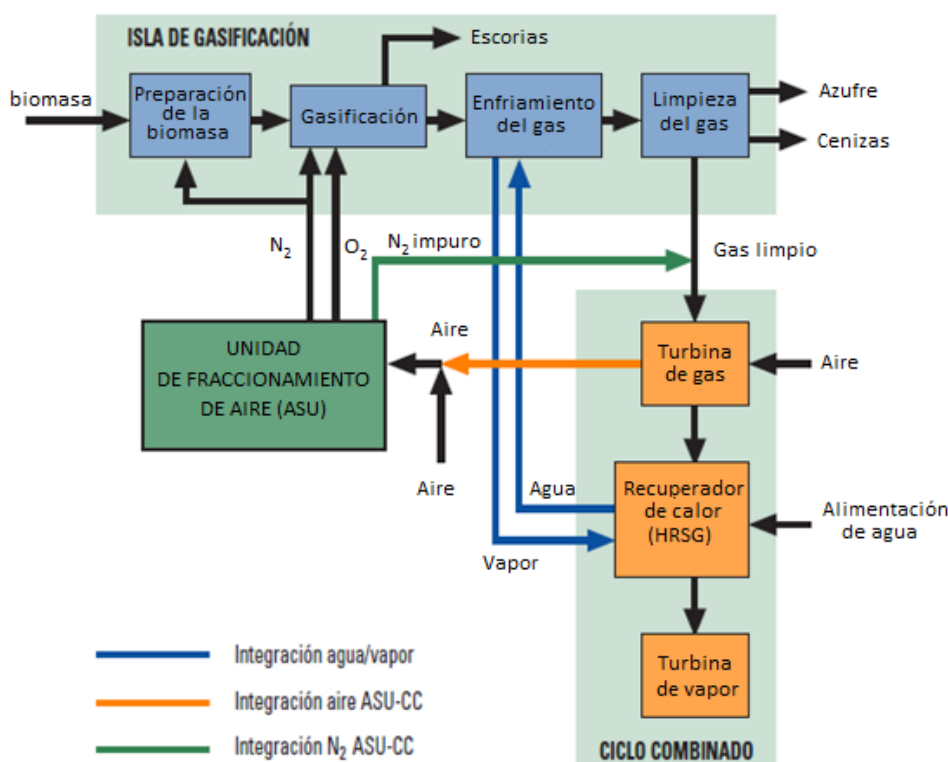


Figura 24. Esquema simplificado de la integración de los diferentes módulos

Dichas posibilidades tienen que ver con el uso de residuos derivados de algunos procesos como materia prima de otros procesos. La integración en una misma planta de la gasificación y el ciclo combinado hacen especialmente fácil esta tarea mediante el uso de una unidad de fraccionamiento de aire. Así, siguiendo el esquema simplificado de la Figura 24, se reducirá el consumo de materias primas y se aumentará considerablemente la eficiencia de la central.

## III.1. Antecedentes

La primera respuesta que se ha de dar tiene que ver con el emplazamiento de la futura central de ciclo combinado que ha de tener una localización alineada con los objetivos del proyecto.

En este respecto toma especial relevancia encontrar un emplazamiento cerca de las zonas donde el balance de densidad de demanda-generación es más negativo y que facilite el aprovisionamiento de la biomasa seleccionada a la central. De esta forma se ayuda en la consecución del objetivo relacionado con la generación distribuida y se facilita la logística de aprovisionamiento.

## 1.1. Ubicación

La ubicación de la central ha de responder a la necesidad de obtener cierta seguridad de aprovisionamiento de combustible y contribuir a obtener un mapa de generación más distribuida haciendo el sistema eléctrico español más eficiente como queda marcado en los objetivos del PFC.

Para dar respuesta a estas necesidades y teniendo en cuenta el combustible a utilizar uno de los emplazamientos idóneos queda enmarcado en la zona con mayor densidad de producción vitivinícola cercana a la CCAA de Madrid. Con este emplazamiento se asegura con un margen de seguridad alto el abastecimiento de la planta y además se contribuye a hacer menos acusado el desequilibrio generación – demanda presente en la comunidad de Madrid y sus cercanías. El emplazamiento de la central cerca de esta comunidad mejorará el transporte de energía disminuyendo pérdidas y mejorando los flujos de carga de las líneas que rodean la Comunidad.

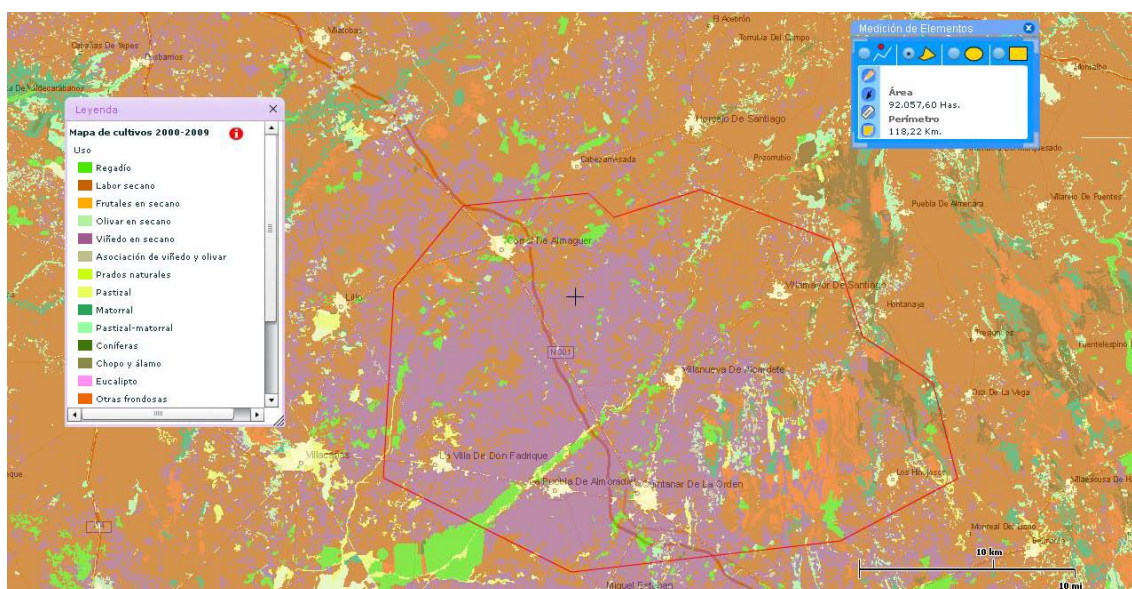


Figura 25. Mapa de la zona destacando superficie dedicada al cultivo de la vid (16)

Analizando el mapa de la Figura 25 puede observarse que en las proximidades de Madrid, más concretamente en la frontera entre la provincia de Cuenca y Toledo, se encuentra una de las zonas en las que el cultivo de la vid es más intensivo. El término municipal de Corral de Almaguer es el que presenta una de las mayores intensidades del cultivo y su posición céntrica dentro de la zona marcada en el mapa de la Figura 25 es muy beneficiosa para la logística del combustible siendo, por tanto, un emplazamiento óptimo.



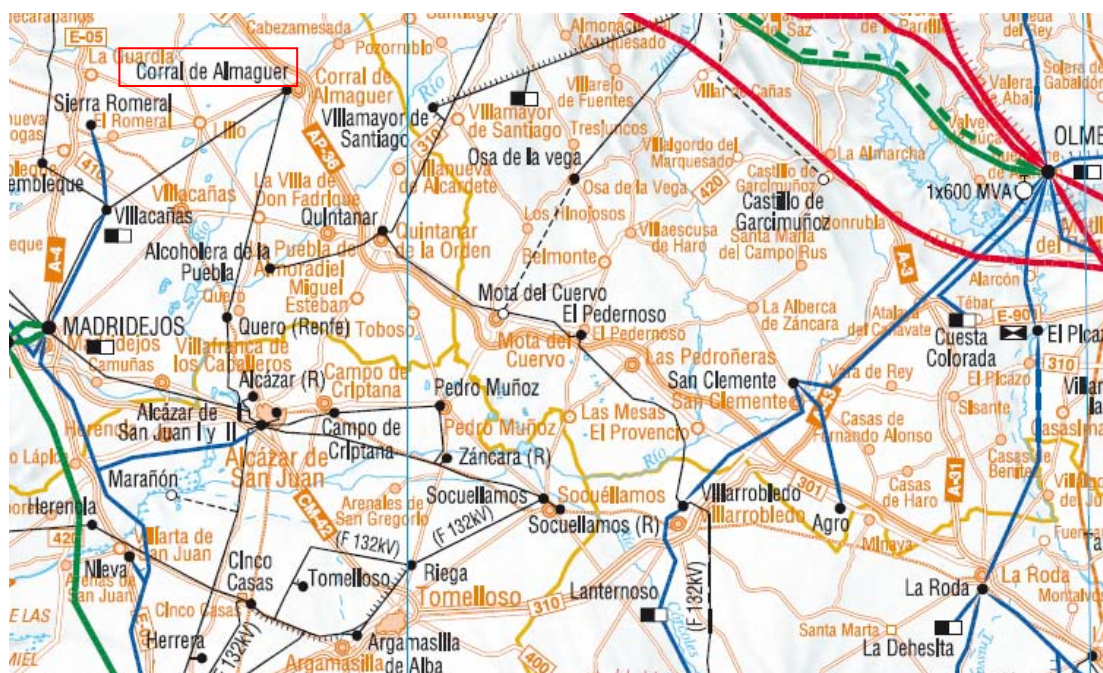


Figura 26. Mapa con las líneas de transporte de España(17)

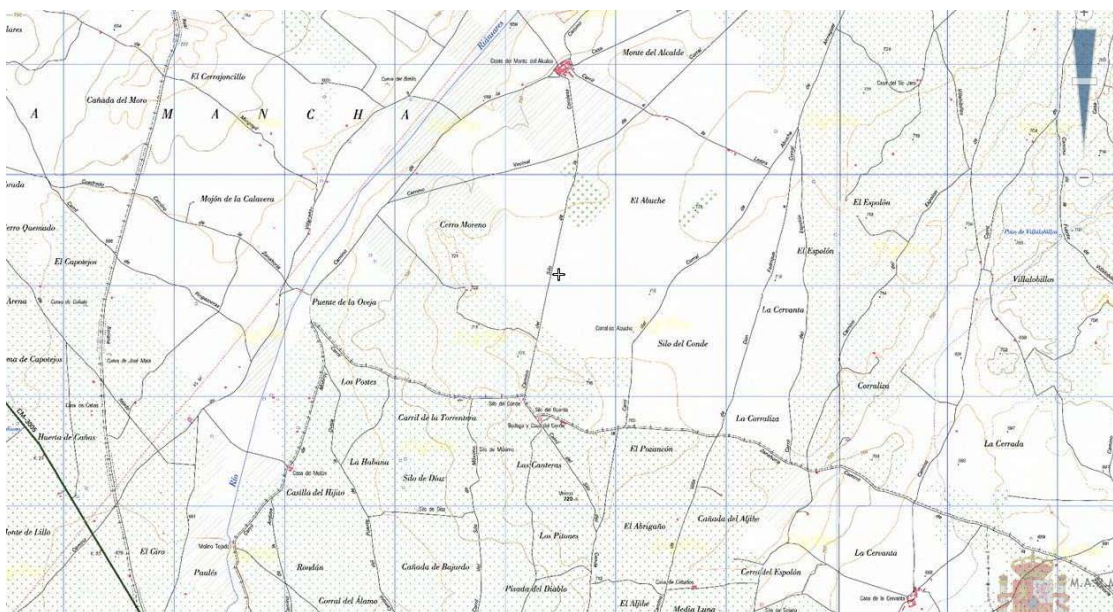


Figura 27. Mapa topográfico de Corral de Almaguer. Vista del río y línea de 45 kV(18)

Además, se han de hacer otras consideraciones que tienen más que ver con el aspecto técnico de evacuación a red de la potencia generada. Corral de Almaguer cuenta con dos líneas de 45kV<sup>11</sup>; una entre Quero y Corral de Almaguer y otra entre Villacañas y Corral de Almaguer que hacen todavía más propicio el emplazamiento de la central en esta localidad.

<sup>11</sup> Ver mapa de la Figura 25 donde las líneas de 45kV aparecen marcadas en negro.

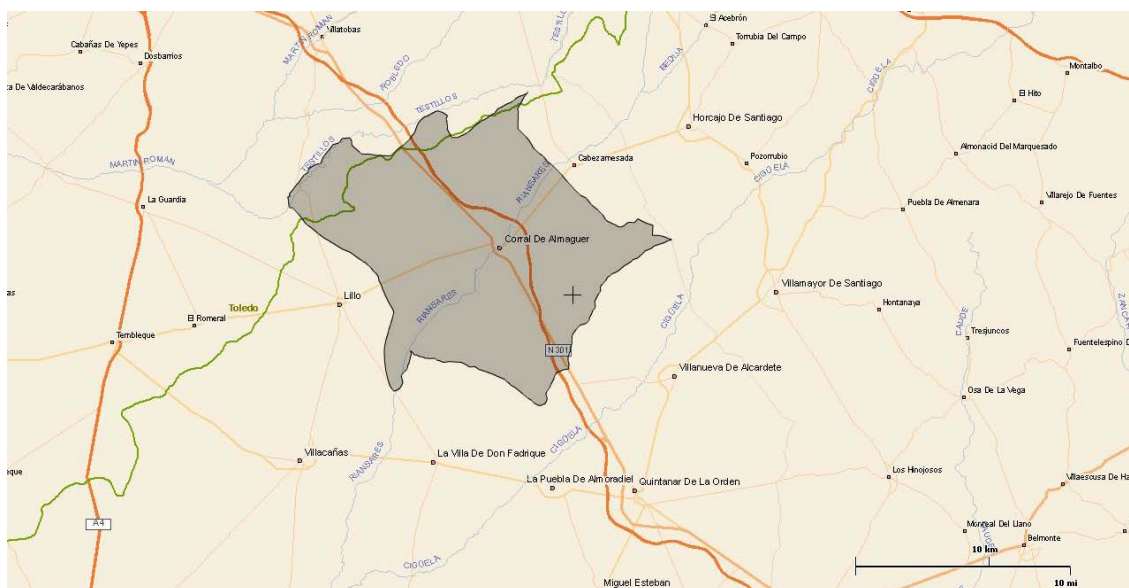


Figura 28. Mapa hidrográfico. Cercanías de Corral de Almaguer(16)

Si además se tiene en cuenta que la central de ciclo combinado necesitará un aporte casi constante de agua para alimentar la turbina de vapor la cercanía del río Riansares (Véase Figura 25) hace que el desplazamiento más idóneo de la planta sea en el término municipal de Corral de Almaguer, cerca del río Riansares y a una distancia adecuada de la línea de media tensión de 45 kV Quero - Corral de Almaguer. En la Figura 27 puede apreciarse con mayor exactitud la cercanía éntrela línea de 45 kV marcada en trazo de cruces y el río.

## 1.2. Emplazamiento

Para el emplazamiento de la central se ha tratado de minimizar su impacto sobre la zona, tanto ambiental como visual. Así mismo, se ha tratado de emplazar la central en un lugar donde los riesgos y la actividad originados por una central de estas características queden minimizados.

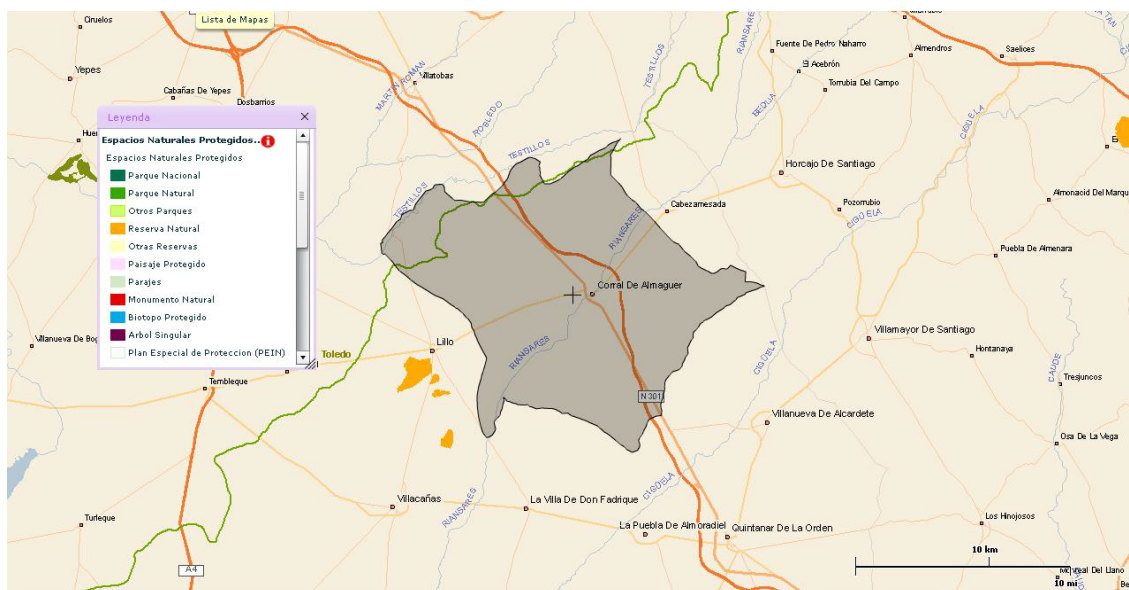


Figura 29. Corral de Almaguer. Mapa de espacios naturales protegidos(16)



Al situar la central en el término municipal de Corral de Almaguer se asegura que la central no quedará dentro de un espacio natural protegido (ver mapa de la Figura 29) y las emisiones producidas por la central se dispersarán antes de llegar a las zonas protegidas.

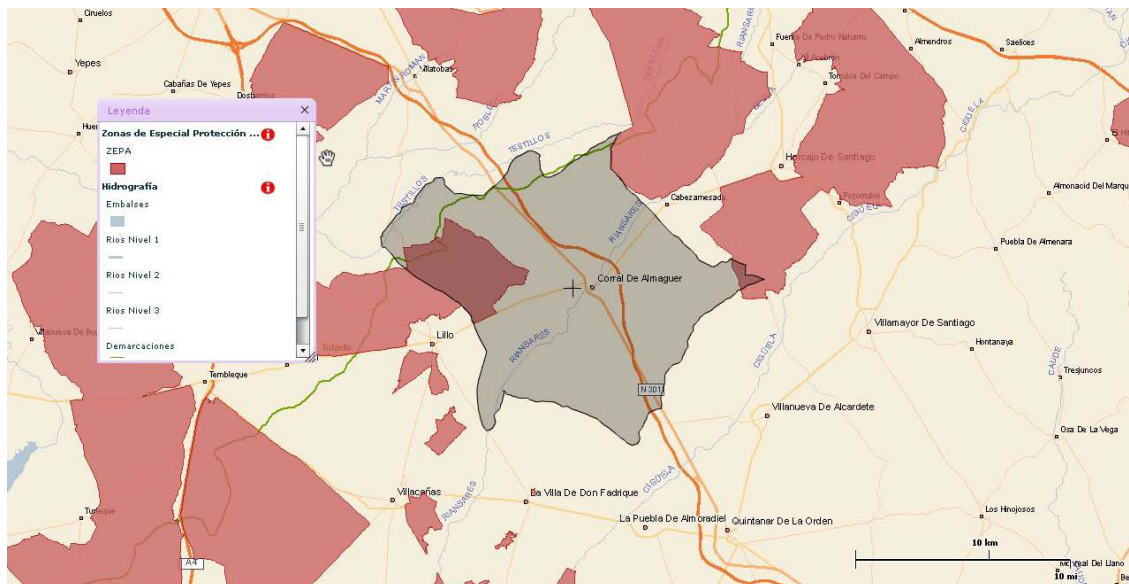


Figura 30. Corral de Almaguer. Zonas de protección especial para aves(16)

Otro de los efectos nocivos derivados del funcionamiento de la central puede ser el impacto sobre los ecosistemas animales. Según el mapa de la Figura 29 el emplazamiento de la central dentro del término municipal de Corral de Almaguer no incide directamente en ninguno de estos ecosistemas protegidos aunque podría haber más problemas con las zonas de vuelo de las aves. En el mapa de la Figura 30 se pueden observar las zonas de especial protección para aves – ZEPA –. Estas zonas son catalogadas con esta protección por el conjunto de estados miembros de la unión europea y en ellas se prohíbe la caza de aves y cualquier actividad derivada de esta práctica. Por tato, y aunque a priori la central de ciclo combinado no supone un peligro directo sobre las aves, el emplazamiento definitivo tratará de evitar estas zonas de especial protección.

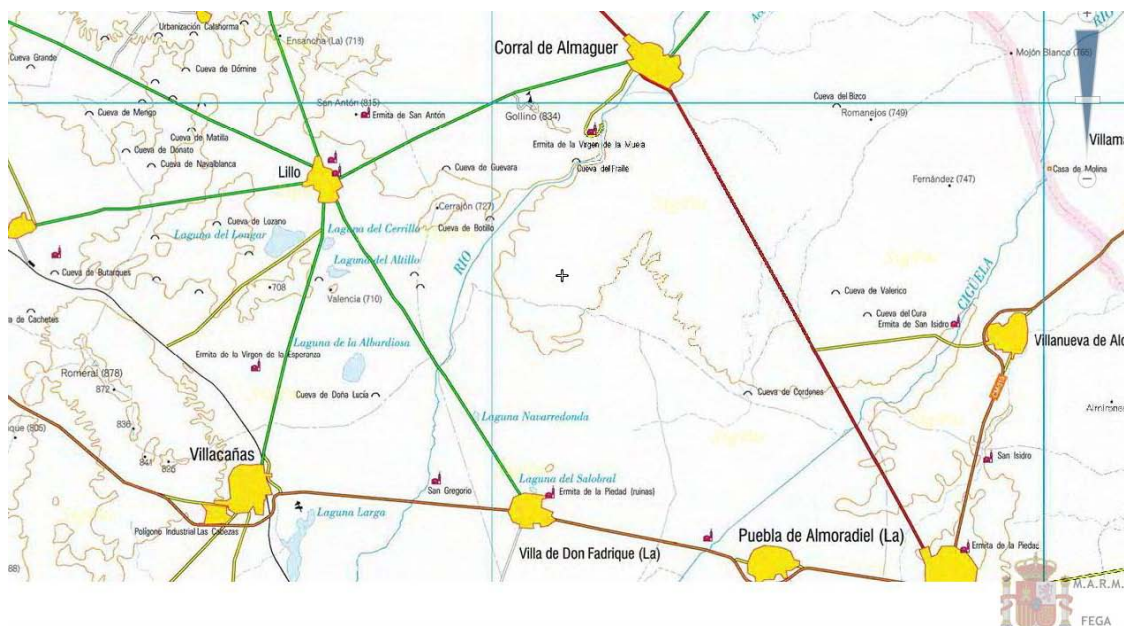


Figura 31. Mapa topográfico de los alrededores de Corral de Almaguer (19) y(18)

También, para tratar de que exista la mínima oposición de la población al proyecto se trata de posicionar la central estableciendo un equilibrio entre la accesibilidad a la central por parte de los trabajadores y su situación lo suficientemente alejada de los núcleos urbanos. En el mapa de la se detalla la superficie ocupada por el núcleo urbano y los límites del término municipal de cada localidad.



Figura 32. Mapa detallado de la parcela de emplazamiento de la planta (18)

La parcela elegida para el emplazamiento de la central queda dentro del término municipal de Corral de Almaguer y cuenta con buena accesibilidad al río. El terreno en cuestión pertenece al polígono 56, parcela 26 y cuenta con 24,38 Ha. Cuenta con una pendiente del 2,4% que permite un fácil corrimiento de tierras y en la actualidad se dedica casi por entero al cultivo de la vid.

## 1.3. Estudio en profundidad de la zona y sus posibilidades

Para el análisis de las propiedades y posibilidades de la zona se ha de hacer una distinción entre el emplazamiento concreto de la central y el área de influencia de la misma.

El emplazamiento concreto de la central dentro del término municipal de Corral de Almaguer queda descrito en el apartado 1.2 del Bloque III y más detalladamente en la Figura 32 y la zona de influencia puede ser definida como la superficie ocupada por los cultivos de vid susceptible de abastecer a la central con los residuos generados por la poda de los mismos (véase Figura 33).

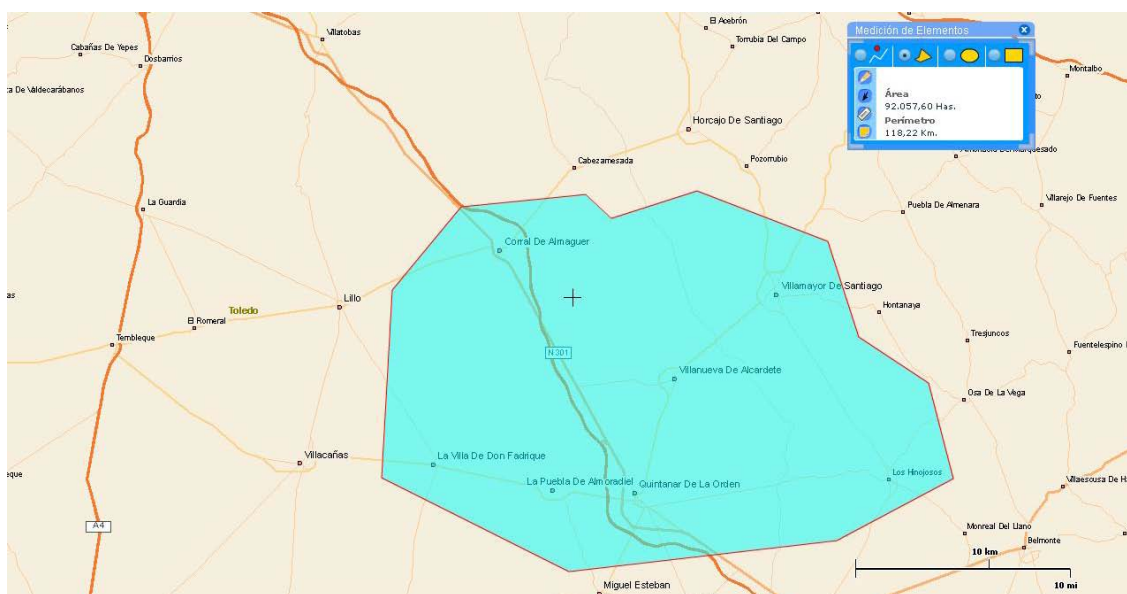


Figura 33. Mapa del área de influencia. Medidas

### *Emplazamiento concreto. Corral de Almaguer*

- **Geografía**

El municipio se encuentra situado en las márgenes del río Riánsares, sobre un plano inclinado en la confluencia de tres vegas, y entre campos de viñedos, en la comarca de La Mancha. Linda con los términos municipales de Villatobas y Santa Cruz de la Zarza al norte, Cabezamesada y Villanueva de Alcardete al este, La Puebla de Almoradiel y La Villa de Don Fadrique al sur, y Lillo y La Guardia al este, todos de Toledo.



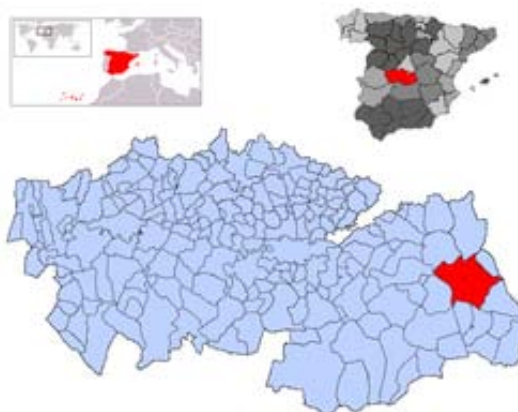


Figura 34. Mapa del término municipal de Corral de Almaguer (20)

- **Demografía**

La demografía de Corral de Almaguer es la típica de una localidad encuadrada en el entorno rural manchego. Excluyendo las variaciones anómalas localizadas en los años 30 y 40 debidas a migraciones de población urbana hacia municipios rurales escapando de la Guerra Civil y los posteriores decesos causados por la misma se puede observar que la población se mantiene hasta los años 70. Durante estos años, comienzan a producirse de nuevo migraciones masivas de población aunque esta vez se producen del medio rural al urbano en busca de trabajo.

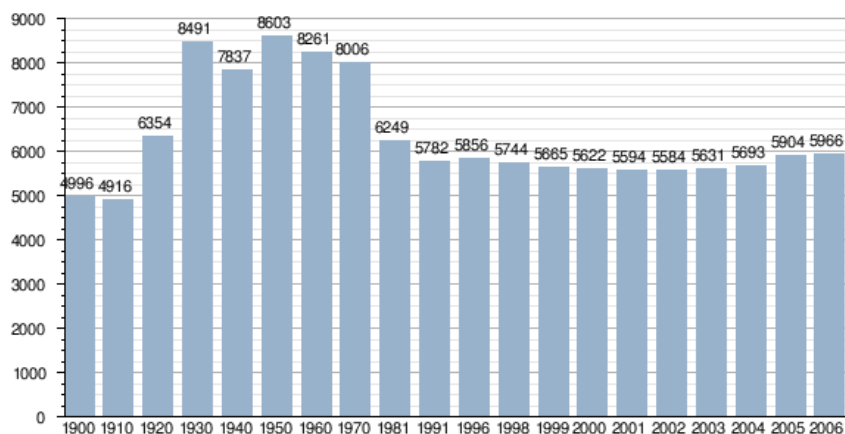


Figura 35. Evolución demográfica de Corral de Almaguer

A partir de los años 90 la población se mantiene estable hasta la actualidad en la que se puede cifrar en unos 6.000 habitantes para el año 2006, año del último censo poblacional publicado por el Instituto Nacional de Estadística.

- **Climatología**

Los factores más determinantes para la central con respecto a su emplazamiento tienen que ver con factores climáticos. Estos factores determinarán las condiciones del aire y del agua usada en los procesos de la planta y más concretamente la temperatura, contenido en humedad y presión de los mismos.

	Tª Máx. (°C)	Tª mín. (°C)	Tª media (°C)	Precipitaciones
<b>Enero</b>	13.9	-7.8	4.24	77.80
<b>Febrero</b>	23.3	-6.1	5.44	67.60
<b>Marzo</b>	21.5	-5.9	7.98	38.40
<b>Abril</b>	27.5	-0.4	13.05	58.80
<b>Mayo</b>	29.9	-1.0	15.12	20.60
<b>Junio</b>	33.9	0.0	19.97	85.20
<b>Julio</b>	37.6	10.4	26.17	1.60
<b>Agosto</b>	39.1	11.1	24.33	11.20
<b>Septiembre</b>	34.0	4.6	18.79	32.40
<b>Octubre</b>	27.1	-3.5	12.15	26.00
<b>Noviembre</b>	21.8	-4.0	6.66	25.40
<b>Diciembre</b>	18.4	-9.1	5.09	92.80
<b>AÑO 2010</b>	<b>39.1</b>	<b>-9.1</b>	<b>13.30</b>	<b>537.80</b>

Tabla 8. Datos meteorológicos tomados en la estación de La Puebla de Almoradiel

En la Tabla 8 se exponen los datos recogidos por la estación meteorológica de La Puebla de Almoradiel para el año 2010. Dado que no se dispone de datos más específicos para Corral de Almaguer debido a que no existe un puesto meteorológico en el término municipal y dada la cercanía de la Puebla de Almoradiel se pueden considerar como válidos estos datos sin incurrir en demasiado error.

## Área de influencia

Como queda marcado en el mapa de la Figura 25 el área de influencia engloba los municipios que se nombran en la Tabla 9. En posteriores apartados del documento se realizan estudios sobre el potencial productor de biomasa de estos municipios a partir de los datos de superficie dedicada al cultivo de la vid. Dichos cálculos quedan reflejados en la Tabla 10 y Tabla 13.

Corral de Almaguer  
Los Hinojosos  
Puebla de Almoradiel (La)  
Quintanar de la Orden  
Villa de Don Fadrique (La)  
Villamayor de Santiago  
Villanueva de Alcardete

Tabla 9. Localidades pertenecientes al área de influencia

En el mapa de la Figura 36 puede observarse con mayor precisión la superficie ocupada por los municipios pertenecientes al área de influencia de la central térmica. Se trata de una superficie total de unas 92.000 Ha. en las que se encuentran los núcleos urbanos y cultivos dedicados principalmente a la vid y al olivo. Según el Censo agrario de 1999(21) la superficie dedicada al cultivo de vid en el área de influencia es de, aproximadamente, 45.000 Ha. lo que supone cerca de la mitad del territorio. Todos estos datos serán analizados con mayor profundidad en la Tabla 10 y la Tabla 13 donde se calculan la superficie dedicada al cultivo de la vid y la producción potencial de sarmiento para abastecer a la central respectivamente.

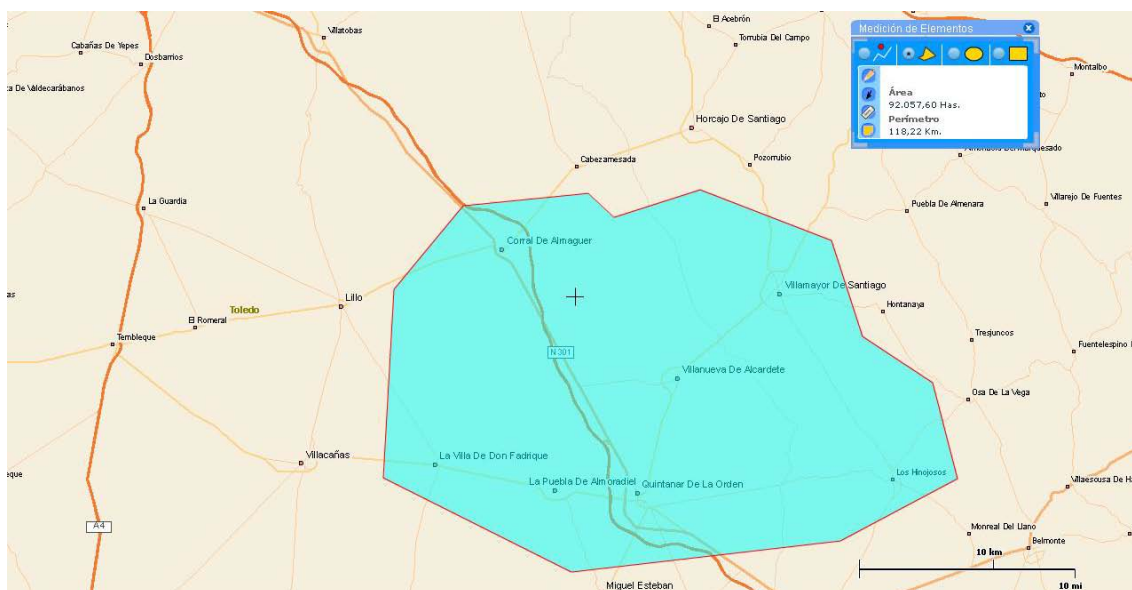


Figura 36. Mapa del área de influencia. Mediciones(16)

- **Temperatura media**

Dado que no hay estaciones meteorológicas en todas las localidades mencionadas, el análisis climático de las mismas será más cualitativo que cuantitativo a partir del análisis de diversos mapas que se muestran a continuación.

Siguiendo la escala de colores y temperaturas que se muestra en el mapa de la Figura 37, se confirma que el área de influencia se encuentra en una zona donde la temperatura media anual se encuentra entre 11-13°C. Esto confirma la validez de la suposición de que los valores recogidos en la Tabla 8 pueden extenderse a toda el área de influencia.

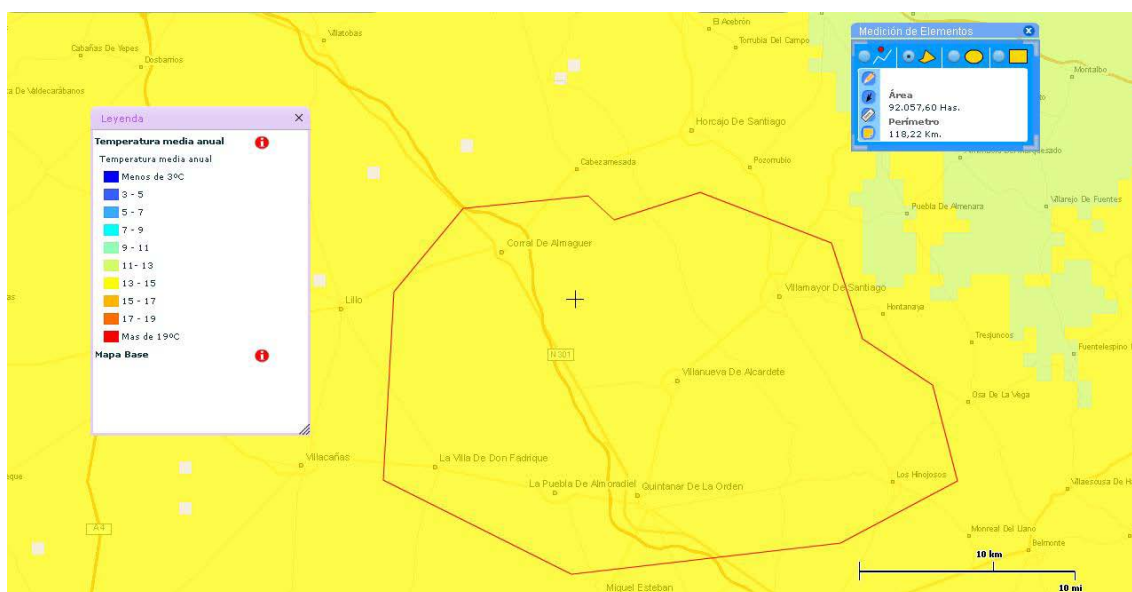


Figura 37. Mapa de temperatura media en el área de influencia (16)

- **Humedad relativa**

A través de análisis del mapa mostrado en la Figura 38 se pueden extraer datos cualitativos sobre la humedad relativa en la zona. Siguiendo la leyenda de colores, el área de influencia se encuentra entre un clima mediterráneo semiárido, no es de extrañar que se conozca a esta zona como La Mancha seca.



Figura 38. Mapa de la humedad relativa en el área de influencia (16)

En ambos casos, el clima es muy propicio para la explotación de este tipo de cultivos leñosos que necesitan de un aporte reducido de agua para su crecimiento.

## III.2. Fase de campo

A lo largo de este apartado se detallarán los detalles concernientes a las operaciones y actividades a realizar por los agricultores en sus cultivos. Además se comenzará a hacer un pequeño análisis de las capacidades de los cultivos de la zona que determinarán si el abastecimiento de combustible a la central se realizará únicamente con biomasa de la zona o se tendrá que adquirir biomasa a suministradores de forma adicional.

### 2.1. Estudio de la distribución de los cultivos de la zona

El emplazamiento que se ha tomado para la central e encuentra en una encrucijada perteneciendo a la provincia de Toledo pero siendo limítrofe con las provincias de Cuenca y Ciudad Real. Por este motivo se realizará un análisis de la distribución de los cultivos de la zona sin extenderlo a toda una provincia.

#### *Superficie e intensidad de cultivo*

Históricamente Castilla La Mancha ha sido la región con mayor producción vitivinícola de España suponiendo alrededor del 50% de la producción total del Estado. La superficie de

viñedo en la región llegó a su máximo 707.990 Ha en 1990(21) aunque ha sufrido algunas variaciones en superficie útil debido a las normativas europeas a las que está sujeta. De modo, que a partir de ese año la superficie cultivada comenzó a descender empezando su recuperación a partir de 1997 estableciendo un crecimiento estable a partir de 1999 con una superficie cultivada 595.230 Ha de viñedo(21) siendo, aún así, Castilla La Mancha la mayor zona vitivinícola del mundo.<sup>12</sup>

Dado que abastecer la central con los cultivos pertenecientes a un solo municipio es una idea que queda descartada desde un principio, se define un área de influencia (Véase Figura 33) que haga que la logística sea factible y rápida. Por tanto, se define como área de influencia los cultivos pertenecientes a los municipios que quedan registrados en la Tabla 10 y dentro de la zona marcada en azul en la Figura 33.

	Superficie total de viñedo (Ha)	Superficie (km2)	Intensidad de cultivo <sup>13</sup>
Corral de Almaguer	11933,00	328,70	45,38%
Los Hinojosos	2362,00	113,95	25,91%
Puebla de Almoradiel	9571,00	106,00	90,29%
Quintanar de la Orden	5932,00	88,00	84,26%
Villa de Don Fadrique	5426,00	83,00	81,72%
Villamayor de Santiago	1932,00	180,72	13,36%
Villanueva de Alcardete	8149,00	147,26	69,17%
<b>Totales</b>	<b>45.305</b>		

Tabla 10. Superficie dedicada al cultivo de la vid en los municipios del área de influencia (21)

Como puede observarse en la Tabla 10 la intensidad del cultivo de la vid en los municipios pertenecientes al área de influencia varía con unos respecto a otros sin seguir un patrón determinado. Este dato, unido al de la superficie dedicada al cultivo de la vid en cada municipio serán usados posteriormente para determinar la cantidad de dársenas necesarias en cada municipio.

Comarca agraria	Superficie (ha.)	%
Montes Norte	2.836,19	1,25
Campo de Calatrava	20.011,82	8,85
Mancha	175.229,11	77,49
Montes Sur	58,85	0,03
Pastos	445,89	0,20
Campo de Montiel	27.503,83	12,16

Tabla 11. Superficie dedicada a la vid por comarca agraria(22)

Podemos destacar (véase Tabla 11) como rasgo en común que todas pertenecen a la comarca de La Mancha donde, si bien el cultivo de la vid está presente en todas las comarcas de Castilla – La Mancha, es en ésta dónde se cultiva de forma más intensiva. Puede decirse que

<sup>12</sup> Todos los datos a los que se hacen referencia en este párrafo están tomados del censo agrario de 1999 publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) (21)

<sup>13</sup> Este dato se ha calculado aproximando que, para municipios rurales, la superficie dedicada al cultivo representa alrededor del 80% de la superficie del término municipal.



el área de influencia directa de la central es fiel representante de la tendencia agrícola de la Comarca a la que pertenece y que, dada la intensidad del cultivo de la vid, la presencia de la central impactará de manera positiva en la zona.

### *Tamaño de las parcelas*

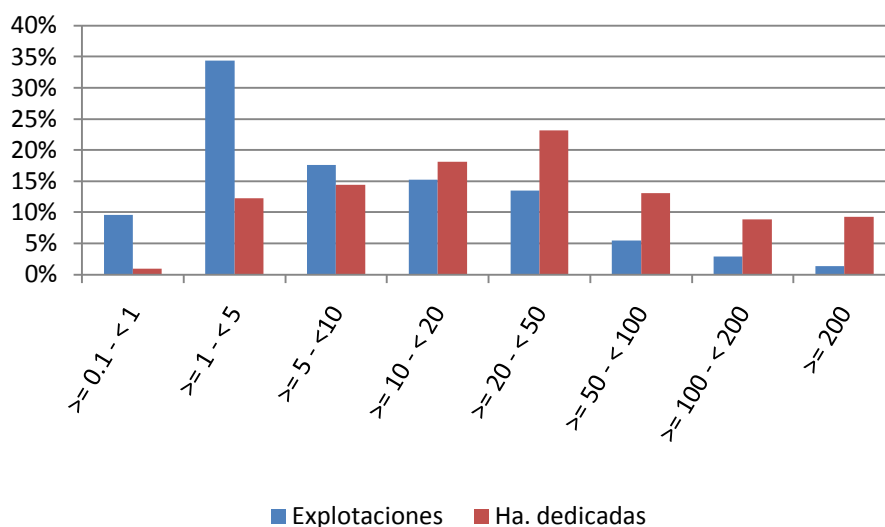
Los cultivos de las comarcas manchegas suelen estar caracterizados por no ser grandes latifundios y ser pequeñas parcelas explotadas por familias o pequeñas agrupaciones de agricultores.

Mediante el análisis del tamaño de las parcelas del área de influencia se realiza una pequeña aproximación del calado de la central como impulso económico en los habitantes de la zona. Este análisis parte con la premisa de que el impacto de la central será mayor si las parcelas dedicadas a la vid son pequeñas y, por tanto, pertenecientes a los agricultores que se encargan de su explotación debido a que las retribuciones que realizará la central por la biomasa recaerá más directamente sobre las familias de la zona.

	Secano		Regadío		Totales			
	Explotaciones	Ha.	Explotaciones	Ha.	Expl	%	Ha.	%
<b>&gt;= 0.1 - &lt; 1</b>	917	478	14	9	931	9,58	487	0,94
<b>&gt;= 1 - &lt; 5</b>	3198	6072	146	251	3344	34,39	6323	12,25
<b>&gt;= 5 - &lt;10</b>	1524	6839	183	591	1707	17,56	7430	14,39
<b>&gt;= 10 - &lt; 20</b>	1250	8095	233	1253	1483	15,25	9348	18,11
<b>&gt;= 20 - &lt; 50</b>	1083	9852	227	2096	1310	13,47	11948	23,14
<b>&gt;= 50 - &lt; 100</b>	465	5570	70	1161	535	5,50	6731	13,04
<b>&gt;= 100 - &lt; 200</b>	246	3645	35	915	281	2,89	4560	8,83
<b>&gt;= 200</b>	114	3668	18	1136	132	1,36	4804	9,30

**Tabla 12. Tamaño de las parcelas en la Comarca de La Mancha(21)**

De la Tabla 12 se puede concluir que la moda, es decir, el tramo de superficie dedicada que presenta una mayor número de parcelas se corresponde con aquellas cuya superficie labrada se encuentra entre 1 y 5 Ha. Al ser parcelas de tamaño reducido se puede inferir sin demasiado error que no son propiedad de grandes latifundistas, de modo, que la presencia de la central en la zona será de amplio calado.



**Figura 39: Superficie y número de explotaciones según el tamaño de las explotaciones (21)**

Al margen de consideraciones sociales, de la Tabla 12 también se puede extraer datos que ayudarán a dar una pequeña visión anticipada de cómo será la logística de aprovisionamiento de combustible de la central. Tomando el área de influencia como representante de la comarca de La Mancha y, por tanto, suponiendo una distribución similar se puede concluir que el hecho de que el 34,39% de las explotaciones sean de un tamaño reducido no supone más que un problema porque la logística habrá de involucrar a un gran número de pequeños agricultores. Sin embargo, la Tabla 12 también arroja un dato positivo en cuanto que el 23,14% del terreno dedicado al cultivo de la vid corresponde con parcelas entre 20 y 50 Ha. por lo que las tareas de recolección y transporte de la materia prima a las dársenas será más sencilla para los agricultores al tratarse de una producción más concentrada en parcelas de mayor tamaño.

En conclusión, el análisis del tamaño de las parcelas, evidencia que la logística será complicada porque se habrá de involucrar a muchos pequeños agricultores aunque el emplazamiento de las dársenas se habrá de efectuarse cerca de las zonas donde la concentración de parcelas de mayor tamaño es mayor que la media.

## 2.2. Estudio de las capacidades de los cultivos

El estudio que se realiza en este apartado consiste, en definitiva, en analizar la viabilidad que tienen los cultivos del área de influencia de ser utilizados como combustible único en la central que se proyecta en este documento.



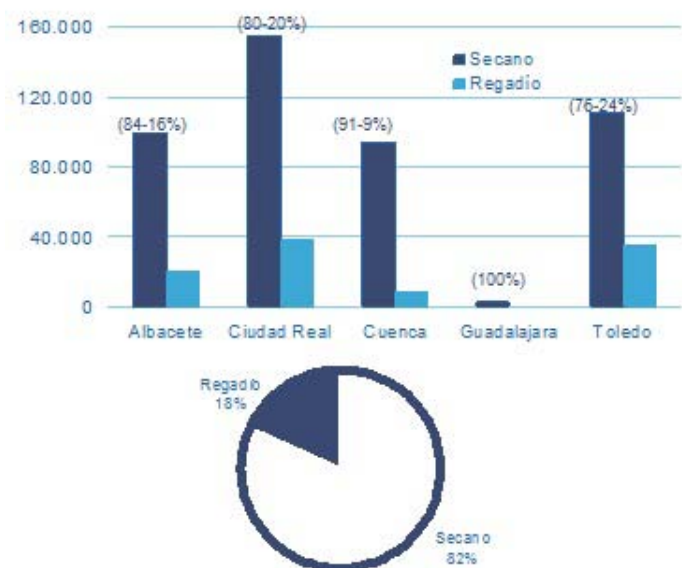


Figura 40. Distribución del tipo de viñedo por Provincias [Fuente: Consejería de Agricultura de Castilla-La Mancha]

Para realizar dicho análisis siendo riguroso se han seguido las siguientes premisas para realizar los cálculos que se detallan en las figuras y tablas posteriores:

- Toma de datos procedentes del último Censo Agrario realizado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) que se considerarán estables en el tiempo.
- Se considera que la densidad de plantación del cultivo, teniendo en cuenta la situación de la zona con suelos pobres y poco frescos, es de aproximadamente 1500 cepas/Ha.
- Para el cálculo de la masa obtenible de biomasa procedente de los cultivos del área de influencia se diferencia entre cultivos de secano y de regadío. Se asignará una producción media de 1,4 kg y 3 kg al año respectivamente a cada cultivo siguiendo las distribuciones de cada cultivo según CCAA como indica la Figura 40.



	Superficie total de viñedo (Ha)	Superficie total de secano (Ha)	Superficie total de regadío (Ha)
Corral de Almaguer	11933	9.069	2.864
Los Hinojosos	2362	1.795	567
Puebla de Almoradiel (La)	9571	7.274	2.297
Quintanar de la Orden	5932	4.508	1.424
Villa de Don Fadrique (La)	5426	4.124	1.302
Villamayor de Santiago	1932	1.468	464
Villanueva de Alcardete	8149	6.193	1.956
<b>Totales (Ha.)</b>	<b>45.305</b>	<b>34.432</b>	<b>10.873</b>
Nº de Cepas (1500 cepas/Ha)	67.957.500	51.647.700	16.309.800
kg de sarmiento	1,4 kg/cepa	87.801.090	
	secano		
	3 kg/cepa		48.929.400
	regadío		
<b>Totales (kg)</b>		<b>136.730.490</b>	

**Tabla 13. Producción de biomasa en el área de influencia de la central a proyectar (21)**

Del estudio detallado en la Tabla 13 se puede concluir que, con una participación total de los agricultores con parcelas dentro del área de influencia, se obtienen aproximadamente unas 130.000 Tn anuales de sarmientos que habrán de ser tratados y acondicionados posteriormente en distintos emplazamientos para reducir paulatinamente su humedad y poder ser usados con garantías como combustible.

## *Estudio del autoabastecimiento primario de la central con combustible de la zona*

La biomasa obtenida en primera instancia por el agricultor tiene un contenido en agua mucho mayor del adecuado para el funcionamiento de los distintos equipos de la planta. Esta humedad habrá de ser eliminada paulatinamente hasta alcanzar los niveles adecuados con la consecuente disminución del peso.

La biomasa a utilizar, en este caso sarmiento de vid, contiene en media alrededor de un 20% de humedad según el análisis físico-químico de la Tabla 2. Esto indica que el 10% de la masa de sarmiento obtenido anualmente ha de ser tenida en cuenta negativamente en los cálculos. Teniendo en cuenta, por tanto, la humedad obtenemos una masa de sarmiento seco anual de aproximadamente 123.000 Tn.

Otra consideración importante tiene que ver con la implicación de los agricultores en el proyecto. Para realizar los cálculos que a continuación se detallan se ha tenido en cuenta que, pasado un tiempo y con los apoyos por parte de las administraciones municipales adecuados, el seguimiento por parte de los agricultores será de aproximadamente el 70%. La biomasa con la que podrá contar la central térmica será de, aproximadamente, 86.000 Tn anuales.

	Concepto	Dato
Biomasa	Biomasa húmeda (kg)	95.711.343
	Biomasa seca 10%hu (kg)	86.140.209
Isla gasificación	Rendimiento neto gasificador <sup>14</sup>	0,685
	Tiempo medio funcionamiento gasificador (h/año)	7.500
	Energía neta anual (GWh/año)	250,48
	Pot neta vertida al CC (MW)	33,40
CC	Potencia en la cámara de combustión (MW)	33,40
	Rendimiento neto del ciclo combinado (ELCOGAS)	0,59
	Potencia neta (MW)	19,70

Tabla 14. Resumen cálculos de viabilidad de autoabastecimiento

Mediante la realización de una serie de cálculos, no demasiado profundos, se consigue una primera aproximación que servirá como referencia a la hora de estimar la viabilidad de abastecer la central con combustible perteneciente al área de influencia.

La estimación consiste en calcular la cantidad de energía hipotéticamente generada con la producción de biomasa anual para poder realizar una pequeña estimación de la potencia que tendría la central a la que abastecen. Los resultados de los cálculos realizados se detallan en la Tabla 14. Se considera que la central se mantendrá operativa durante unas 7500 horas anuales, es decir, el 85,6% del tiempo. Al ser régimen especial tendrá preferencia para entrar en el pool energético y su funcionamiento estará limitado únicamente por las paradas necesarias de mantenimiento.

A la luz de los cálculos realizados, que serán revisados en posteriores epígrafes, la biomasa producida a nivel local es suficiente para abastecer una central de aproximadamente 20 MW teniendo en cuenta los rendimientos que se han tomado para cada uno de los módulos que componen la central. Teniendo en cuenta, además, un cierto margen de seguridad de suministro se habrá de complementar el uso de biomasa autóctona con la compra de pellets de biomasa similar a algún distribuidor con el consecuente coste asociado a esta actividad que será detallado en el apartado 4.4. del Bloque III de este PFC.

## 2.3. Etapas de la biomasa en la fase de campo

En general, los procesos de tratamiento y utilización de residuos agrícolas son procesos sencillos aunque conviene distinguir dos etapas. La primera de ellas consiste en lo que se ha denominado “Fase de campo” y comprende la recogida y preparación de la biomasa, la segunda de ellas consiste en la aplicación energética del combustible obtenido.

<sup>14</sup> Rendimiento obtenido mediante la tecnología ENAMORA en Industrias Escriba en colaboración con GUASCOR. Véase (26)

Respecto a la etapa de tratamiento, puesto que los residuos agrícolas pueden tener diferentes procedencias dependiendo del tipo de cultivo o riego utilizado, se tratará de obtener unos productos lo más homogéneos posible que permitan un funcionamiento óptimo de los equipos utilizados con posterioridad.

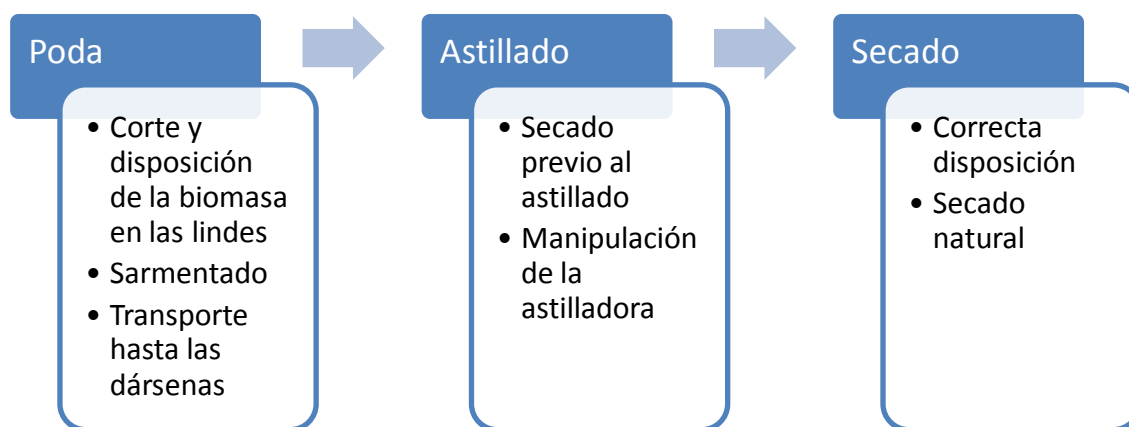


Figura 41. Etapas de la biomasa. Fase de campo

### 2.4. Recolección de biomasa. Requisitos.

La recolección de la biomasa es la primera fase del aprovisionamiento de la central y correrá a cargo del agricultor en su totalidad o casi según se estipula en el documento ANEXO I: Documento de condiciones vinculantes de agricultores y la central eléctrica anexo al final de este documento. Por tanto, los trabajos que habrán de correr a cuenta de los agricultores vinculados al proyecto habrán de seguir ciertos métodos y respetar ciertos requisitos para el correcto desarrollo de actividades posteriores.



Figura 42: Sarmentador de dos cajas

En la fase de corta o poda de sarmiento que el agricultor dejará entre las líneas de la vid en la misma calle. Posteriormente se deberán empaquetar usando un ancho normalizado para el funcionamiento de las astilladoras de una forma homogénea. Para esto ha de usarse un sarmentador hidráulico de dos cajas acoplado a el eje del tractor agrario o obtener una de las empaquetadoras autopropulsadas que la central pone a disposición de los agricultores en régimen de arrendamiento.



Ambas tienen por finalidad el empaquetado y disposición de los sarmientos de forma que su traslado por parte del agricultor hasta las dársenas sea sencillo y se minimice en riesgos. Según lo dispuesto en el documento anexo citado anteriormente, en caso de que el agricultor no disponga de esta maquinaria la central pondrá a su disposición del agricultor la maquinaria necesaria en un régimen de arrendamiento que dependerá del grado de vinculación del agricultor con la central.

### III.3. Logística y acondicionamiento

Los procesos de transformación física de la fitomasa residual en general y el proceso logístico asociado al abastecimiento de la central suponen un reto tanto técnico como económico para el aprovechamiento energético de estos combustibles de naturaleza heterogénea en formas y tamaños. Los elevados costes de manejo y la puesta a punto de las tecnologías más adecuadas en cada caso dificultan, encarecen y condicionan los proyectos específicos que serían potencialmente realizables en este sector de las Energías Renovables.

#### *Necesidad de acondicionamiento*

En determinadas circunstancias, resulta imprescindible e rentable deshidratar la biomasa sometiéndola a una o varias etapas de reducción granulométrica y transformación estructural para obtener un combustible más compacto con unas propiedades similares a los combustibles de alta densidad (600 a 1300 kg/m<sup>3</sup>).

Estas transformaciones también suponen un coste económico asociado pero este aumento en los costes queda justificado con la obtención de un producto de muy alto valor añadido como son las briquetas o pellets. De modo que el precio de venta potencial de estos productos justifica las inversiones realizadas en las sucesivas transformaciones.

#### 3.1. Emplazamiento de las dársenas de almacenamiento distribuido

Dada la potencia proyectada para la central de ciclo combinado la logística de abastecimiento del combustible pasa a ser un factor crítico en el diseño de las soluciones aportadas en el PFC.

La elección de una logística escalonada usando dársenas de almacenamiento temporal donde se realizarán los primeros tratamientos es la más acertada dada la gran cantidad de biomasa que se ha de tratar para el funcionamiento de la central térmica.

<b>Valores globales</b>	Prod propia anual (kg/año)	86.140.209
	Densidad sarmiento (kg/m3)	198
	Densidad astillas (kg/m3)	500
	Densidad de cultivo (cepas/km2)	150000
	Producción media de sarmiento (kg/cepa)	2,2
	Producción por km2 (kg/km2)	330000

**Tabla 15. Valores globales de producción de biomasa propia**

Atendiendo a los valores aportados por la Tabla 15 habrá que tratar una cantidad de biomasa anualmente de aproximadamente 85 mil toneladas. Esta cantidad de biomasa requiere de grandes espacios para su almacenamiento por lo que se habrá de dar una solución que establezca un equilibrio entre la cantidad de dársenas de almacenamiento temporal y la superficie de las mismas. Además, se habrá de tener en cuenta el área total de influencia de la central térmica de unos 80.000 Ha.

	<b>Nº de dársenas</b>	<b>2</b>	<b>...</b>	<b>60</b>	<b>...</b>	<b>65</b>
<b>Toda la dársena</b>	Capacidad de almacenaje (Tn/año)	43.070.104,35	...	1.435,67	...	1.325,23
	Área total (m2)	372.885	...	13.589	...	11.989
	Área total (Ha)	37,29	...	1,36	...	1,2
<b>Zona de sarmiento</b>	Nº de montones	5.439	...	182	...	168
	Área zona de sarmientos (m2)	255.236,14	...	8.517,46	...	7.862,27
	Nº de montones/lado	74	...	14	...	13
<b>Zona de astillas</b>	Nº de montones	2.153	...	72	...	66
	Área zona de astillas (m2)	112.363,74	...	3.745,46	...	3.457,35
	Nº de montones/lado	47	...	9	...	9

**Tabla 16. Cálculo del número de dársenas a emplazar**

En la Tabla 16 se realiza un cálculo iterativo teniendo en cuenta que la superficie de la dársena variará en función de la cantidad de biomasa que sea necesaria tratar en cada una de ellas y que éstas contarán con dos zonas diferenciadas por el tratamiento básico que se lleva a cabo como se especifican en los apartados 3.2 y 3.3 del Bloque III respectivamente.

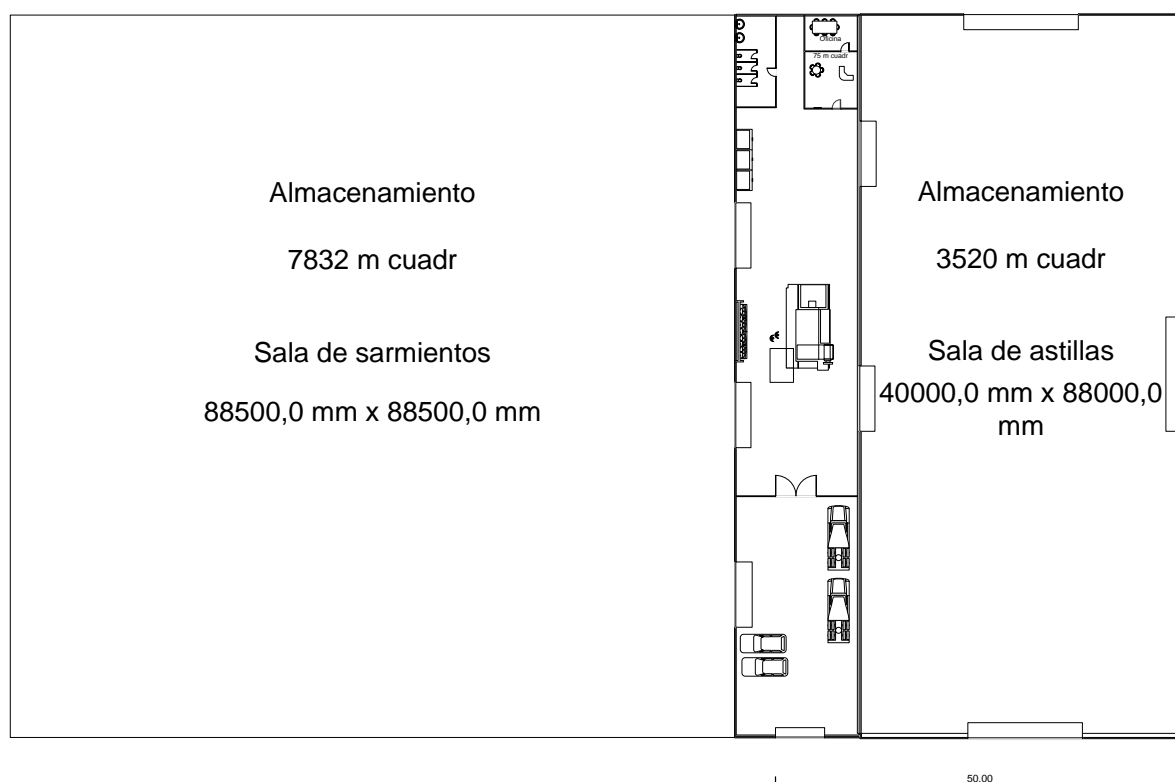
Como se detalla en el apartado 3.2 la biomasa quedará apilada en montones que no excederán los 40 m3 para evitar su autocombustión y, por tanto, la solución óptima ha de tener en cuenta el máximo aprovechamiento del espacio así como que la cantidad de biomasa a tratar y la superficie ocupada por la dársena ha de ser razonable.

Para un número de 65 dársenas se obtiene una superficie ocupada por la dársena y una cantidad de biomasa a almacenar anualmente acorde con la magnitud del proyecto y cada una de las dársenas darían servicio a un área de aproximadamente 1400 Ha cultivables.

## 3.2. Características de las dársenas de almacenamiento

### *Descripción general*

Cada dársena tendrá dos zonas diferenciadas según el grado de tratamiento de la biomasa que en ellas se almacena. Así, como se muestra en la Figura 43, la dársena se divide en dos zonas de almacenamiento; la zona de sarmientos con una superficie dedicada de 7800 m<sup>2</sup> y una zona de astillas con un área dedicada de 3500 m<sup>2</sup>. Entre ellas se encuentra una zona donde se localizan las máquinas y los espacios dedicados a los operarios y agricultores.



**Figura 43. Dársenas de almacenamiento. Medidas**

Los agricultores accederán a una zona en el que dispondrán los sarmientos sin ningún tipo de elemento extraño en montones cuadrados<sup>15</sup> marcados previamente hasta alcanzar una altura de aproximadamente dos metros. Con esta medida evitamos que los montones superen el volumen máximo exigido por las normas de seguridad contra incendios y que se respeten los pasillos que facilitan el trabajo de los operarios.

Esta zona es denominada “zona de sarmientos” (véase Figura 43) y en ella se almacenarán los sarmientos durante aproximadamente un mes para reducir su contenido en humedad para después ser astillados y llevados a la “zona de astillas”. En esta zona las astillas se almacenarán en montones de volumen tal que se evite la autocombustión de los mismos y que permitan su fácil volteo y aireación por el personal.

<sup>15</sup> Para los cálculos realizados en la Tabla 14 se aproxima que los montones son cúbicos con un coeficiente de relleno del 90%

## Características dimensionales

Partiendo de las suposiciones explicadas en la descripción general y los datos extraídos de la Tabla 16 se realizan una serie de cálculos para el dimensionamiento general de la dársena y la biomasa de su interior.

### 3.3. Acondicionamiento de la biomasa en las dársenas

Siguiendo el proceso trazado en la Figura 41, las dos últimas partes de los tratamientos realizados durante la fase de campo habrán de realizarse en las dársenas de almacenamiento temporal.

#### Astillado

El astillado es un proceso mediante el que se consigue una primera etapa de reducción granulométrica obteniendo astillas. Estas astillas tienen un tamaño máximo que posibilita el manejo, almacenaje, carga y transporte del material biomásico de una forma técnicamente viable.

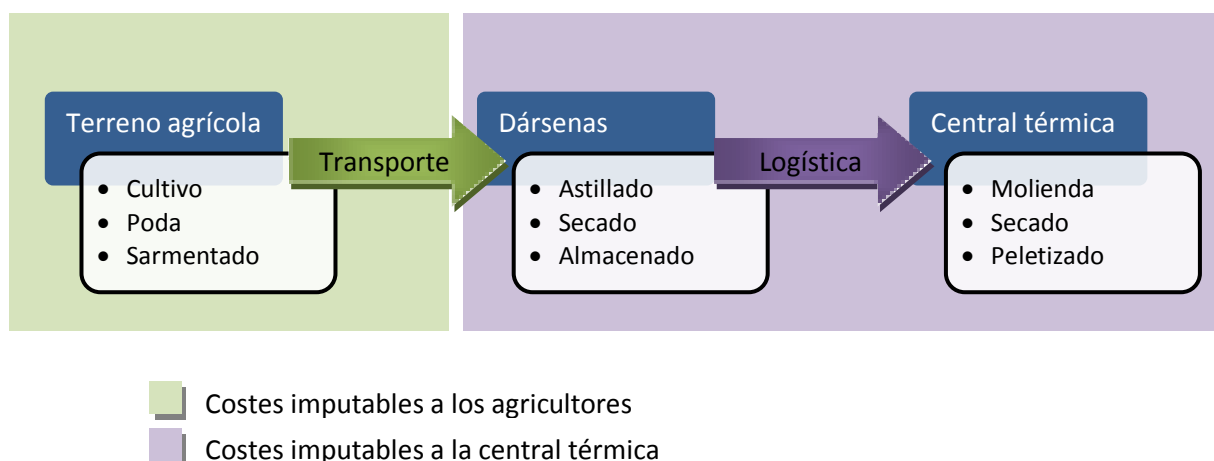


Figura 44. Distribución de costes en la fase de campo

Con este proceso aumentamos la densidad de la carga de biomasa haciendo que en un mismo trayecto se pueda transportar mayor cantidad de combustible a la central y por ello habrá de ser realizado en la fase de campo para ahorrar costes logísticos imputables a la central debidos a su abastecimiento. Ver Figura 44.

Para realizar este proceso se dotará a cada dársena con una astilladora semifija modelo BK-RH330 fabricada por BRUKS que cumple con los requisitos de capacidad de trabajo exigidos por el plan de abastecimiento de la central.

Las principales problemáticas que presenta este proceso tienen que ver con la presencia de cuerpos extraños en la biomasa y con la heterogeneidad de misma. La presencia de cuerpos extraños como piedras o una excesiva presencia de broza u hojas que puede ocasionar problemas con los elementos mecánicos acelerando su desgaste y aumentando el



mantenimiento necesario. El carácter heterogéneo de la biomasa no tiene porque aumentar el desgaste de los elementos mecánicos de la astilladora pero si disminuye su rendimiento.

De esta forma se realizará un secado natural previo al astillado durante 2 meses en los que los sarmientos estarán apilados favoreciendo su aireación para luego ser astillados y almacenados en la segunda zona de la dársena donde se llevará a cabo un secado natural más controlado y profundo de la biomasa.

### *Secado natural*

La humedad procedente de los materiales biomásicos empleados, sarmientos de vid, ronda el 20%. El valor de humedad no es significativamente alto pero lo idóneo para los procesos que se llevan a cabo en la central de ciclo combinado son valores de humedad que habrán de rondar el 8% en el combustible peletizado.

Dada la escasa humedad del sarmiento de vid no será necesario el empleo de un secado forzado de la biomasa en las dársenas y bastará con su apilado en los parques de almacenamiento durante unos 2 o 3 meses. Durante este tiempo y con un coste directo nulo se habrá reducido el contenido en humedad presente en los sarmientos de un 20 a un 10%.

Estado de la madera	Contenido en humedad	Circunstancias del medio
<b>Madera empapada</b>	< 70 – 75%	Madera sumergida en agua
<b>Verde</b>	Del 70% hasta el punto de saturación	Madera recién cortada en el monte
<b>Saturada</b>	Punto de saturación	Expuesta a aire saturado
<b>Semiseca</b>	Del 23% hasta el punto de saturación	Humedad de la madera aserrada
<b>Seca (comercialmente)</b>	18 a 22%	Durante su estancia al aire
<b>Seca al aire</b>	17 a 19%	Al abrigo de la lluvia
<b>Muy resaca</b>	< 13%	Secado en clima seco y cálido
<b>Anhidra</b>	0%	Secado en estufa

Tabla 17. Estado físico de la madera en función de su grado de humedad(22)

A fin de evitar problemas como la autocombustión, posibles fermentaciones anaerobias y los derivados de la lixiviación dispondremos la biomasa en montones no superiores de 40-50 m<sup>3</sup> usando pasillos de prevención de incendios y otras medidas que impidan la propagación de fuegos al entorno.

Otro de los problemas que presenta el almacenamiento de la biomasa para su secado es la presencia de materiales con distinta volumetría que impide el paso de aire al interior de los montones. Esto acelera el proceso de calentamiento interno impidiendo el correcto secado de la biomasa. Para evitar esto habrá que realizar un mínimo mantenimiento haciendo un seguimiento periódico de las temperaturas en el interior del montón y si fuera necesario descabezar los montones de forma adecuada impidiendo que se mezclen con otros materiales no biomásicos.

- **Secado previo al astillado:** para mejorar el comportamiento de la astilladora se realizará un secado natural en la zona para sarmientos durante, aproximadamente, un mes.



- **Secado posterior al astillado:** una vez astillados los sarmientos se procederá a su apilado para su secado durante un mínimo de 3 meses hasta obtener contenidos en humedad de alrededor del 10%. Si fuera necesario para acelerar el secado o debido a las condiciones climáticas del momento puede contemplarse la recirculación de los gases recalentados en la cámara de molienda de la astilladora acelerando el secado de la misma.

## 3.4. Acondicionamiento de la biomasa en la planta

Al llegar a la planta la biomasa, que llega en forma de astillas, recibirá los últimos tratamientos que garantizarán un comportamiento óptimo de los equipos empleados en la planta con el fin de obtener un aprovechamiento energético de la misma.

### Parque de biomasa

Con el fin de asegurar el funcionamiento de la planta y contar con un margen de desviaciones en la planificación del aprovisionamiento de combustible se proyecta un parque de biomasa con capacidad para almacenar 10 días de suministro.

Consumo diario de la central	300 Tn/día
Capacidad de almacenamiento	10 días $\approx$ 3.000 Tn
Superficie del parque	$\approx$ 8.000 m <sup>2</sup>

Tabla 18. Parque de biomasa

La biomasa es transportada al parque mediante camiones de 15 Tn siendo la capacidad total del parque de 3.000 Tn, lo que representa aproximadamente 10 días de suministro. El traslado de la biomasa astillada hasta el sistema de preparación del combustible se realizará mediante cintas transportadoras.

### Sistema de preparación del combustible. Peletizado

Para cumplir con el consumo de combustible de la central térmica el sistema de abastecimiento de la central ha de ser capaz de proporcionar un caudal de 11,2 Tn/h al gasificador y así asegurar el funcionamiento en valores adecuados del ciclo combinado de la central.

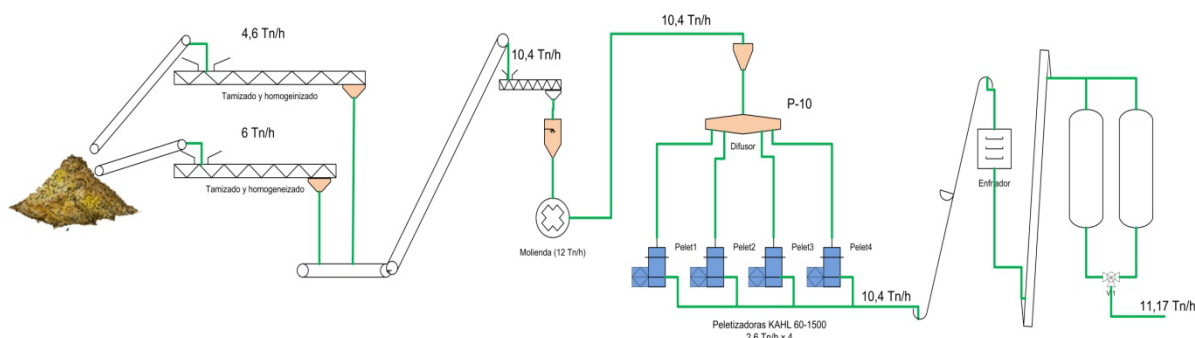


Figura 45. Esquema del proceso de peletizado

Para ello se diseña el sistema descrito en la Figura 45. La biomasa en forma de astillas es transportada hasta dos líneas de tratamiento paralelas mediante cintas transportadoras. En estas líneas de tratamiento se realiza el tamizado y homogeneizado de las astillas y si fuera necesario, debido a las condiciones climáticas, podrá realizarse un secado forzado de la biomasa.

Después, a través de otra cinta transportadora, se alimenta un equipo de molienda que adaptará la granulometría de las astillas conforme a los requisitos de las peletizadoras. El sistema cuenta con 4 peletizadoras KAHL 60-1500 (Figura 46) dispuestas en paralelo con una capacidad de trabajo de 2,6 Tn/h cada una obteniendo un flujo constante de pellets de 10,4 Tn/h.



Figura 46. Interior de las peletizadoras KAHL 60-1500

Los pellets, debido a los esfuerzos de compactación a los que han sido sometidos, salen a elevada temperatura que puede hacerlos frágiles. Esto hace necesario el empleo de un dispositivo enfriador que disminuirá la temperatura de los pellets hasta ser la adecuada para su almacenamiento.

Este dispositivo enfriador alimentará un elevador de cangilones que depositará la biomasa peletizada y preparada para su almacenaje previo a la alimentación del gasificador en dos silos con capacidad para 100 Tn.

Cabe aclarar que la diferencia entre la capacidad de tratamiento del sistema de preparación del combustible (10,4 Tn/h) y el caudal másico demandado por el gasificador (11,2 Tn/h) es compensado por la diferencia de horas de trabajo de los dos sistemas. Las máquinas empleadas en el sistema de preparación están diseñadas para trabajar una media de 8.000 horas anuales mientras que el gasificador funcionará una media de 7.500 h anuales. Además, la capacidad de los silos dota al sistema de mayor flexibilidad en este aspecto.

### III.4. Caracterización del combustible

#### 4.1. Materia prima y método empleado

En la caracterización del combustible podemos diferenciar dos etapas: la biomasa previa a la gasificación (biomasa peletizada) y los productos resultantes de la gasificación en sus tres estados, sólido, líquido y gas.

La biomasa peletizada quedó previamente caracterizada en este documento en la Tabla 2 de modo que en los siguientes puntos se hará hincapié en la caracterización del combustible de del ciclo combinado, el syngas procedente de la gasificación de la biomasa procedente del sarmiento de vid.

##### *Fase sólida procedente de la gasificación del sarmiento de vid*

La biomasa peletizada se caracterizó siguiendo la norma UNE/32-004-84 relativa a la determinación del contenido en ceniza de los combustibles minerales. Así mismo, para la determinación de la humedad se siguió la norma UNE/32-001-81.

##### *Cuantificado de la fase líquida*

Para el cuantificado de la fase líquida procedente de la gasificación se utilizó una balanza de precisión Mettler-Toledo PB303-S.

##### *Fase gaseosa procedente de la gasificación*

La caracterización de la fase gaseosa se realizó empleado un cromatógrafo equipado con un detector TCD.

Tiempo (min)	Producción por fase (%)		
	Sólido	Líquido	Gas
<b>8</b>	30,7	12,1	57,2
<b>50</b>	21,6	33,1	53,1

Tabla 19. Producción obtenida a través de la gasificación de biomasa por fase y tiempo (23)

En la Tabla 19 se establece una comparación de la composición de los productos obtenidos mediante la gasificación de los sarmiento de vid según el tiempo de estancia en el gasificador. Para ambos tiempos la fase gaseosa representa más de la mitad de los productos obtenidos en la gasificación y para 8 minutos se obtiene, aproximadamente, el óptimo de producción. Esto indica que el tiempo de estancia en el gasificador no ha de ser mayor de 8 minutos para que la producción de gases sea lo mayor posible y así, contar con la mayor cantidad posible de syngas que será utilizado como combustible en la turbina de gas.

## 4.2. Caracterización de la fase sólida

En un análisis preliminar se puede observar que el contenido en volátiles es menor que en los carbones bituminosos aunque el contenido en carbono es mayor lo que hace que estos carbones sean fácilmente inflamables.

Análisis elemental				Análisis preliminar				PCS (MJ/kg)
C	H	N	S	Humedad	Cenizas	Volátiles	Carbonos	
72,5	3,97	0,97	0,02	72,5	3,1	5,2	88,6	28,3

Tabla 20. Análisis de la fase sólida de la biomasa gasificada (23)

Debido a este alto contenido en carbono el poder calorífico de la fase sólida será alto y puede ser considerado como apto para ser utilizado como combustible. Además los bajos contenidos en S y N reducen la probabilidad de formar sustancias que deterioren el medio ambiente y los equipos.

Además, cabe destacar que el poder calorífico de estos carbones es mayor que el obtenido en la caracterización de la biomasa peletizada.

## 4.3. Caracterización de la fase gaseosa

Además del tiempo de residencia en el gasificador también se ha de tener en cuenta la temperatura del mismo y a la que se producen las distintas reacciones.

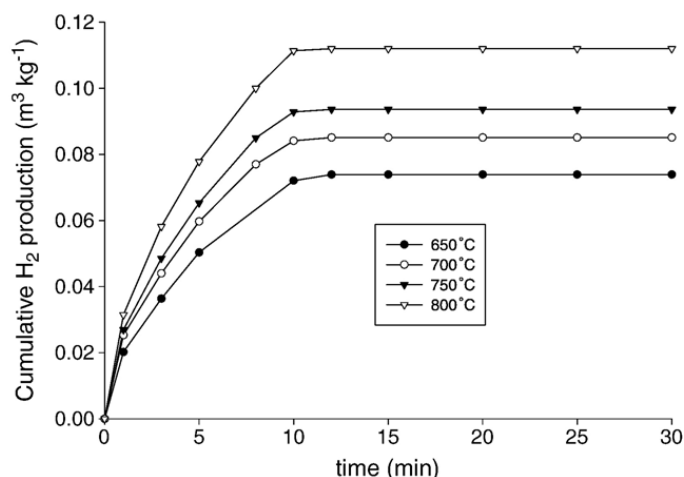


Figura 47. Producción acumulada de H<sub>2</sub> a temperaturas y presiones estandarizadas a diferentes temperaturas (23)

En la Figura 47 se observa que para la temperatura de 800°C la producción de hidrógeno es mayor que para el resto de temperaturas. Teniendo en cuenta que el área bajo la curva representa el volumen de gases generados se puede concluir que a la temperatura de 800°C obtendremos la mayor cantidad de syngas posible y, por tanto, la mayor cantidad de combustible.

## 4.4. Estudio del precio de la biomasa

El precio de la biomasa ha de ser calculado tanto como para estimar la retribución de los agricultores por la biomasa aportada como para comenzar a esbozar la estructura de costes de la central.

Para calcular este precio se compara a la biomasa, en este caso residuos procedentes de la poda de vid, con el combustible industrial más utilizado en los ciclos combinados, el gas natural. Con el fin de hacer un cálculo más simplificado y de asegurar, en la medida de lo posible, la rentabilidad de la operación de la central se impone que el precio por unidad energética ha de ser el mismo en ambos combustibles. Es decir, el coste del combustible que supone producir un GigaJulio de energía térmica ha de ser el mismo en ambos casos aunque suponga un mayor consumo de combustible.

Gas natural	Biomasa peletizada
$P = 7,70 \text{ €/GJ}^{16}$	$P = 7,70 \text{ €/GJ}$
Densidad = $0,60 \text{ kg/m}^3$	Densidad = $7,6 \text{ kg/m}^3$
$PCI_{GN} = 9000 \text{ kcal/kg}$	$PCI_b = 3820 \text{ kcal/kg}$

Tabla 21. Comparación de propiedades del GN y la biomasa

También se ha de tener en cuenta que el gas natural es un combustible que no se ha de tratar y que se lleva directamente a la cámara de combustión del ciclo combinado mientras que la biomasa necesita ser tratada antes de poder ser utilizada como combustible en el ciclo combinado. Por tanto, el verdadero combustible del ciclo combinado es el syngas obtenido mediante la gasificación de la biomasa sólida y el precio se ha de calcular en base a la cantidad de biomasa necesaria para obtener un GigaJulio a partir del syngas.

Teniendo en cuenta que el rendimiento energético del gasificador es del 68% (Tabla 14), para obtener un GigaJulio de energía térmica del syngas se necesitan 1,46 GJ de energía obtenida a partir de la biomasa sólida. A esta energía (1,46 GJ) se le asigna el precio de 7,70€ igualándolo al precio del gas natural, por tanto, la cantidad de biomasa necesaria para obtener esta energía será la que determine el precio de la biomasa por kilogramo.

Tomando el poder calorífico inferior de la biomasa peletizada de la Tabla 21 se obtiene que se necesitan 91,44 kg de biomasa sólida para obtener 1,46 GJ de energía térmica a la entrada del gasificador y, por tanto, 1 GJ a la salida del mismo que alimentará la cámara de combustión del ciclo combinado.

Además, se ha de tener en cuenta que, la biomasa llega a la central con un 20% de humedad aproximadamente dependiendo de la época del año y el gasificador requiere ser alimentado con una biomasa con un contenido en humedad de un 10% de humedad para su correcto funcionamiento. Por tanto, esta disminución en el peso habrá de tenerse en cuenta negativamente en el precio.

<sup>16</sup> Dato obtenido de la Asociación ANAE. [www.asociacion-anae.org](http://www.asociacion-anae.org) (06.05.2011)



Así, el precio de biomasa por kilogramo y que se pagará a los agricultores en forma de pago por el aporte de biomasa la central:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Se retribuirá a los agricultores con 8 céntimos de € por cada kilo de biomasa siempre y cuando se cumplan las condiciones y se apliquen los requisitos e imposiciones descritas en el documento de colaboración de los agricultores que se anexa a final de este documento como “ANEXO I: Documento de condiciones vinculantes de agricultores y la central eléctrica”.

### 4.5. Estudio del coste de la biomasa

Una vez establecido el precio que recibirán los agricultores por cada kilo de biomasa se habrá de calcular el coste que supone para la central eléctrica su uso.

El primer coste imputable será el de la compra de esta biomasa a los agricultores –  $C_{\text{compra}} = 0,08 \text{ €/kg}$  –. Además, la central habrá de hacerse cargo de la logística y el tratamiento de la biomasa hasta alcanzar las condiciones requeridas para su uso en los equipos de la central. Estos costes se estiman en:  $C_{\text{transporte}} = 8 \text{ €/Tn}$  y  $C_{\text{tratamiento}} = 15 \text{ €/Tn}$  respetivamente teniendo en cuenta que la biomasa se transporta a la central astillada con una densidad notable y los tratamientos suponen un gran gasto energético en secado forzado y gasificación.

De modo que el coste del combustible se estima en:

Lo que expresado en términos energéticos siguiendo las suposiciones planteadas en el apartado anterior supone un coste de:

### 4.6. Clasificación de la biomasa a nivel regulatorio

La biomasa procedente de la poda de vid es el combustible que se utilizará en la central de ciclo combinado y, por tanto, hemos de tener en cuenta su naturaleza a la hora de clasificarlo a nivel regulatorio para saber cuál es régimen de operación de la central y el régimen económico que regirá su actividad.

Según lo dispuesto en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997 del 27 de noviembre(24) las centrales eléctricas cuya potencia instalada es menor de 50 MW y hacen uso de energía renovable no consumible podrán acogerse al Régimen Especial de generación. El caso que

ocupa a este proyecto la potencia instalada será de 20 MW y se usará biomasa de sarmiento de vid y, por tanto, la operación de la planta será en el marco del Régimen Especial.

Para concretar más el marco regulatorio en el que operará la central y el régimen de retribución que empleará se analiza el RD 661/2007(11) que en su Artículo 2.1. clasifica los tipos de centrales que podrán acogerse al régimen especial. Según éste, la central del proyecto queda encuadrada en el grupo regulatorio “b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de las actividades agrícolas y las jardinerías”. Además, el Anexo II del citado RD(11) relativo a las biomásas que podrán incluirse en el grupo b.6. del artículo 2.1. concretiza que el grupo regulatorio de la central del proyecto será b.6.2.a.2. “biomásas procedentes de las podas de especies agrícolas leñosas (olivar, viñedos y frutales)”.

### *Régimen especial. Derechos y obligaciones.*

Los derechos y obligaciones que adquiere una central que opera bajo el marco regulatorio de Régimen especial adquiere una serie de derechos y obligaciones que se detallan en los artículos 17 y 18 del RD 661/2007(11) respectivamente.

Entre los **derechos** adquiridos más importantes se encuentra el derecho a conectarse a la red a través de una empresa distribuidora o transportista de energía eléctrica y tener prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica. Las **obligaciones** más relevantes desde el punto de vista del diseño tienen que ver con cómo se relaciona la central con el Operador del sistema (REE). Según el artículo 18 (11), por tener una potencia instalada mayor a 10 MW se ha de disponer de una inscripción en un centro de control de generación como interlocutor con el operador y dotar a la central de los sistemas adecuados para la transmisión de información en tiempo real. Además, para el grupo b.6. al que pertenece esta central, se establecen unos mínimos de eficiencia exigibles para generar en régimen especial.

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49 %
Combustibles líquidos en motores térmicos	56 %
Combustibles sólidos	49 %
Gas natural y GLP en motores térmicos	55 %
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59 %
Otras tecnologías y/o combustibles	59 %
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30 %
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	30 %

Tabla 22. Rendimiento equivalentes mínimos exigidos para cada combustible (11)

En la Tabla 22, marcado en verde, figura el rendimiento mínimo exigido a la central para operar en régimen permanente. Para calcular este dato se recurre al Anexo 1 del RD 661/2007(11) en el que se detallan los métodos para calcularlo.

El rendimiento de las instalaciones vendrá dado por:

\_\_\_\_\_

Donde:



- $Q$  = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.
- $V$  = producción de calor útil.
- $E$  = energía eléctrica generada medida en bornes del generador.

El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determina mediante:

$$\frac{\text{---}}{\text{---}}$$

Siendo:

- Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en el Anexo II de la Decisión de la Comisión de 21 de Diciembre de 2006.

Como la central que ocupa al proyecto no produce calor como subproducto, sólo se ha de tener en consideración la producción de electricidad a efectos de calcular el rendimiento eléctrico equivalente. En este caso, el rendimiento eléctrico equivalente de la central que nos ocupa:

$$\frac{\text{---}}{\text{---}} \quad \frac{\text{---}}{\text{---}} \quad 17$$

A la luz del dato obtenido en la ecuación anterior, se supera con creces el rendimiento eléctrico equivalente establecido para el grupo b.6 en la Tabla 22 y, por tanto, la central podrá operar en Régimen especial con todo lo que ello conlleva a nivel de retribución.

### III.5. Isla de gasificación

La isla de gasificación comprende todos aquellos procesos y equipos relacionados con la preparación del combustible, es decir, abastecimiento del combustible peletizado, gasificación del mismo, tratamiento de los productos de gasificación y acondicionamiento de los gases que serán utilizados como combustibles en el ciclo combinado. El sistema de gasificación de la planta GICC que se proyecta está basado en el proceso de lecho fluido con alimentación seca.

<sup>17</sup> Datos obtenidos de las simulaciones realizadas en el apartado 6.1 del Bloque III de este documento.



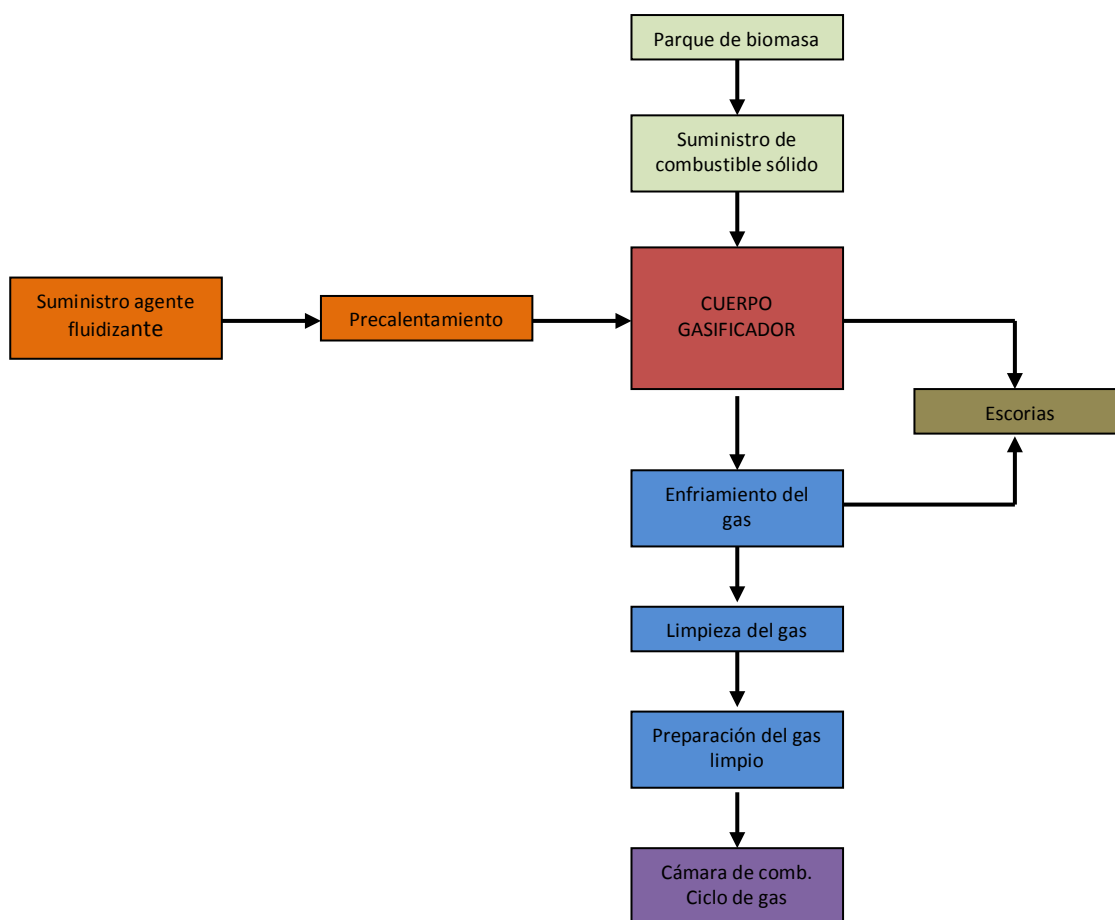


Figura 48. Procesos en la isla de gasificación

## 5.1. Suministro de combustible sólido

El suministro de biomasa comprende las actividades de almacenamiento, pesaje y dosificación del combustible sólido (pellets) al cuerpo gasificador. Para llevar a cabo todas estas tareas se diseña un sistema de suministro del combustible sólido como el que se representa en el esquema simplificado de la Figura 49.

El combustible sólido procedente de los silos de pellets es conducido a través de dos filtros en paralelo encargados de la eliminación de las posibles partículas extrañas que puedan acompañar a la biomasa durante el proceso de peletizado. Además servirán para descartar aquel combustible en mal estado.

Una vez realizado el proceso de filtrado, el combustible es conducido al “depósito de compensación” donde el combustible es almacenado durante un pequeño espacio de tiempo y que tiene como funciones el pesaje continuo de la biomasa utilizada como combustible sólido asegurando un flujo constante de biomasa con la cantidad y caudal deseados.

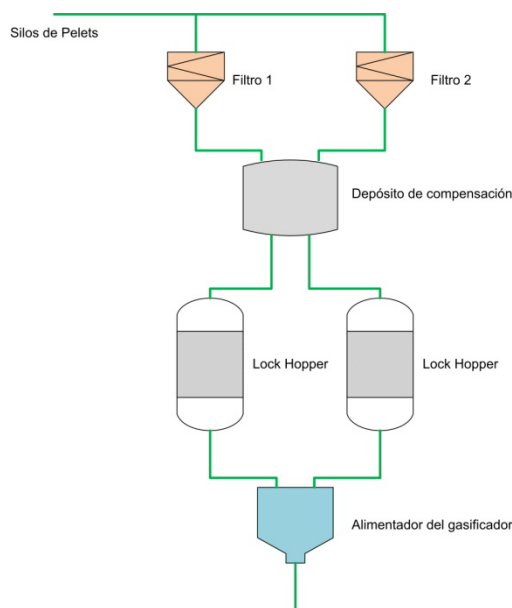


Figura 49. Esquema del sistema de alimentación del gasificador

Posteriormente, para mejorar las condiciones dentro del gasificador, se conduce el combustible a unos “depósitos de presurización” (lock Hopper) donde la presión es aumentada hasta los 20 bar mediante la inyección de una corriente de nitrógeno puro.

Por último, el combustible pasa a través del “alimentador del gasificador” que se encarga de realizar una segunda comprobación del caudal del flujo y de inyectar el combustible en la zona inferior del cuerpo del gasificador.

## 5.2. Suministro del agente fluidizante

El agente fluidizante empleado en la planta es una mezcla de vapor de agua y aire a la que se añade aire enriquecido en oxígeno en pequeñas proporciones. Por tanto, el suministro del agente fluidizante consta de la inyección de 3 componentes mediante tres sistemas:

- Sistema de inyección de aire fluidizante
- Sistema de inyección de vapor de agua
- Sistema de inyección de oxígeno

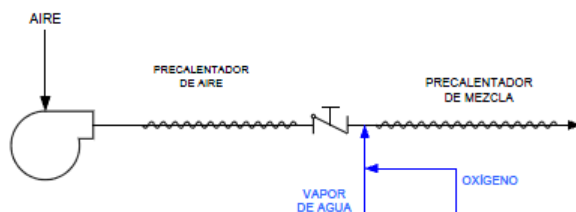


Figura 50. Diagrama de suministro de aire

Para mejorar la integración de todos los elementos de la planta GICC tomaremos el vapor mediante un sangrado en el ciclo de vapor previo al condensado para luego adecuarlo a las necesidades del gasificador, 500 – 600°C y 1 atm(25). Esta medida disminuirá apreciablemente el consumo de agua por parte de la central térmica. Para el arranque del

gasificador, si no contamos con el gas generado en el ciclo combinado podemos contar con un sistema de generación de vapor como el de la Figura 51.

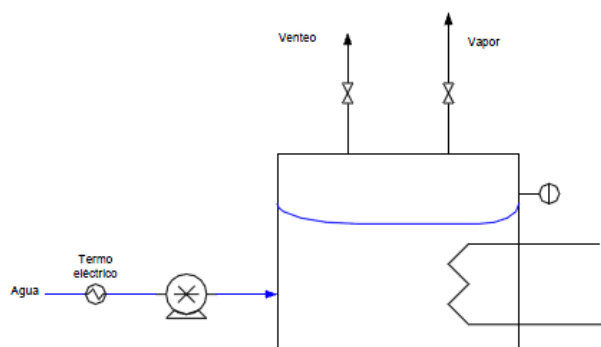


Figura 51. Diagrama de generación de vapor

## Zona de recalentamiento de mezcla fluidizante

Para mejorar las condiciones dentro del gasificador y facilitar las reacciones endotérmicas que se dan dentro del gasificador se hace pasar la mezcla fluidizante obtenida siguiendo el diagrama de la Figura 50 por una zona de recalentamiento.

Nº de resistencias	6
Longitud	170 mm
Potencia	7000 W

Tabla 23. Parámetros del recalentador de paso

Esta zona de recalentamiento consta básicamente de un recalentador de resistencias eléctricas llamado “recalentador de paso” que se asemeja a un intercambiador de carcasa y tubo.

## 5.3. Cuerpo gasificador

El cuerpo gasificador es el corazón de la isla de gasificación y en él donde se producen las reacciones de oxidación, reducción y combustión. Dadas las condiciones de la central y del combustible utilizado se consideró como más apropiado el uso de **la tecnología de lecho fluido burbujeante** por las razones descritas en el epígrafe 2.3 del Bloque II de este documento relativo a las tecnologías de gasificación más extendidas.

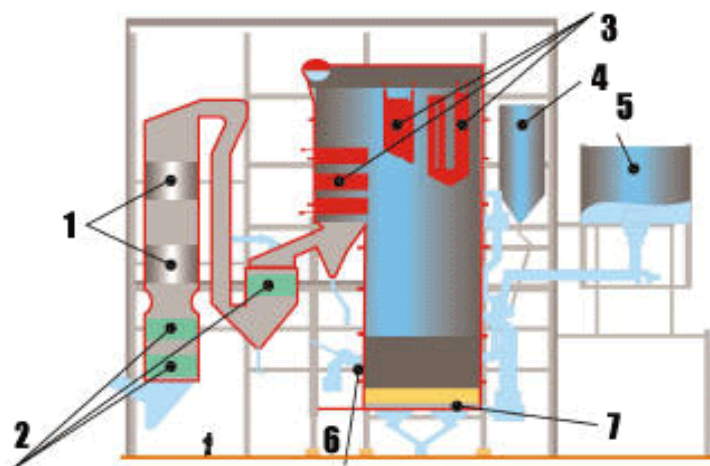


Figura 52. Esquema de un reactor de lecho fluidizado burbujeante: catalizadores (1), economizadores (2), sobrecalentadores (3), silo de arena (4), silo de combustible (5), arranque del quemador (6) y piso (7).

El gasificador ha de cumplir con algunos requisitos impuestos por el proceso o por las propiedades de la biomasa.

Las condiciones que se imponen por el proceso tienen que ver con la energía que se demanda por el ciclo combinado para que la central térmica funcione en valores cercanos a los nominales. Por tanto, así queda impuesto la capacidad de producción de syngas que ha de superar los 22.244 m<sup>3</sup>/h a partir de 11,17 Tn/h de biomasa sólida entrante. Esto generará una potencia térmica a la salida del gasificador de, aproximadamente, 34 MW teniendo en cuenta que el rendimiento térmico de este tipo de gasificadores se mueve en torno al 68,5%(26).

Presión en la cámara de combustión	25 bar
Temperatura en la cámara de combustión	800 °C
Capacidad de producción de syngas	> 22,3 m <sup>3</sup> /h
Rendimiento energético	68,5 %
Pot neta vertida al CC (MW)	33,40

Tabla 24. Parámetros del cuerpo gasificador

Las propiedades del combustible utilizado, en este caso biomasa sólida procedente del sarmiento de vid, tiene como requisito que la temperatura en el gasificador no ha de exceder los 1600°C (13) garantizando que las escorias serán extraídas del gasificador en estado fundido. Teniendo en cuenta este dato y lo analizado en el epígrafe 4.3 del Bloque III se tomarán 800°C como la temperatura con mayor garantía de obtener los mejores resultados.

## 5.4. Sistema de extracción de escorias

El gasificador está diseñado para poder obtener la escoria originada en la gasificación de la biomasa en estado fluido. Este estado hace muy fácil la tarea de recogida de escorias en la parte inferior del gasificador empleando solamente la fuerza de la gravedad.

De modo que las escorias se obtienen en estado fluido a una temperatura superior a su punto de fusión y caen dentro de un baño de agua que se mantiene entre 40 y 60°C.

Cuando los dos fluidos entran en contacto, las escorias se enfrían por debajo de su punto de fusión dando origen a un sólido vitrificado inerte.

## 5.5. Extracción y enfriamiento de gases

Dado que en la cámara de reacción del gasificador se alcanzan temperaturas cercanas a 1500°C y que los sistemas de limpieza del gas no pueden trabajar a tales temperaturas es necesario enfriar el gas previamente a su limpieza.

Para su enfriamiento se empleará un evaporador con varios niveles de presión que use agua como refrigerante. Con este dispositivo se consigue un rápido descenso de la temperatura en el gas y, además, el vapor de alta presión generado en él es exportado al ciclo combinado<sup>18</sup>.

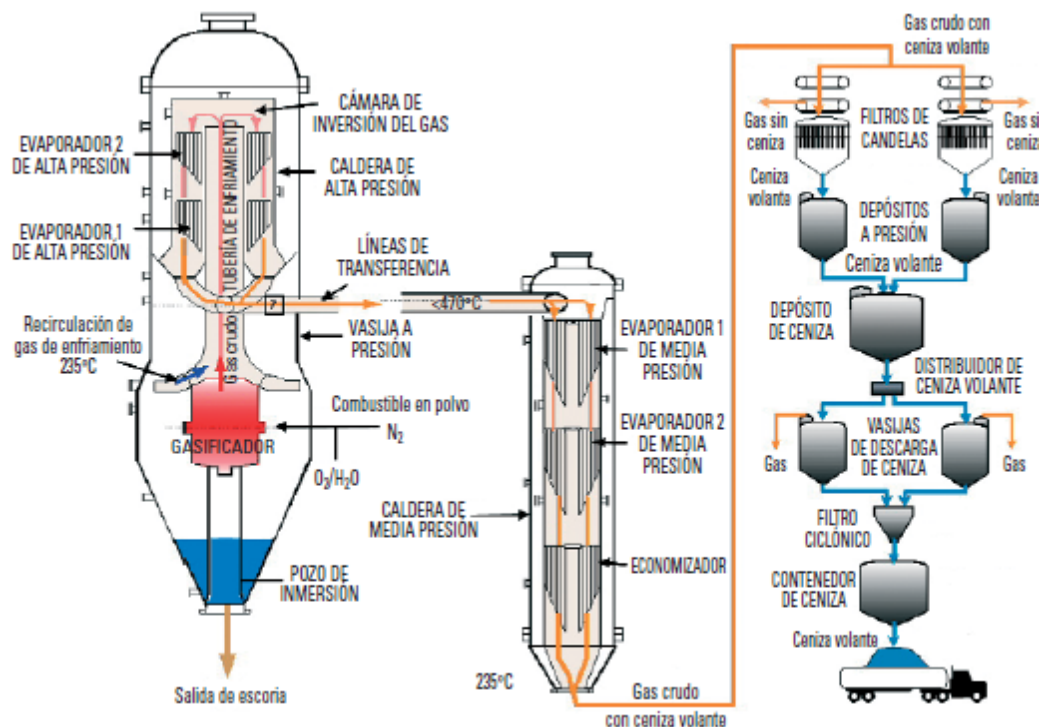


Figura 53. Gasificador, sistema de recuperación de calor y filtración del gas

Generalmente, los procesos de enfriado y recuperación de calor que ofrecen más rendimiento suelen realizarse en tres etapas(13):

- 1500-800°C. Se realiza una mezcla directa con un gas de recirculación a 235°C. La temperatura mínima que se alcanza (800°C) garantiza que las cenizas volantes se encuentran en estado sólido y, por tanto, no condensan sobre la superficie del intercambiador de calor.
- 800-400°C. Caldera de convección que genera vapor de alta presión, ≈120 bar.
- 400-235°C. Segunda caldera de convección que produce vapor a media presión, ≈30 bar.

<sup>18</sup> En la simulación del ciclo combinado que se realiza a continuación no se tendrá en cuenta el efecto del evaporador en el ciclo de vapor por no ser demasiado significativo.



Mediante un lavado físico con agua del gas saliente de los filtros cerámicos conseguimos retener compuestos contaminantes como el HCl, HF, HCN, NH<sub>3</sub> y parcialmente H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. Todos estos contaminantes acidifican el agua de lavado por lo que, para controlar el pH del proceso, se usa una solución acuosa de NaOH al 15%.

Con el fin de evitar el aumento continuado de contaminantes en el agua de lavado se procede a extraer una parte del caudal de lavado del circuito para someterla a un tratamiento de limpieza mediante desorción de gases. Este sistema consiste en una columna ácida y otra básica que fija los distintos contaminantes, los gases son llevados a la planta Claus de recuperación de azufre y el agua pasa a la planta de tratamiento de efluentes para su depuración final.

### III.6. Ciclo combinado

Para el diseño del ciclo combinado se concede especial importancia como dato crítico la potencia obtenible a partir del syngas producido en el gasificador.

Mediante la gasificación de la biomasa sólida procedente del sarmiento se obtienen, según los cálculos detallados en la Tabla 14 y Tabla 24, alrededor de 33,4 MW térmicos que se inyectan a la cámara de combustión en forma de syngas.

Teniendo en cuenta que el ciclo combinado tiene una potencia aproximada de 20 MW se toma como primera opción de diseño de ciclo combinado lo más sencillo posible usando, solamente, una turbina de gas y otra de vapor. Mediante la solución que se esquematiza en la Figura 55 se pretende optimizar la relación inversión por kW de potencia considerando la potencia de diseño de la central y algunos ejemplos presentes en la industria con centrales de potencias similares a la que concierne a este proyecto.

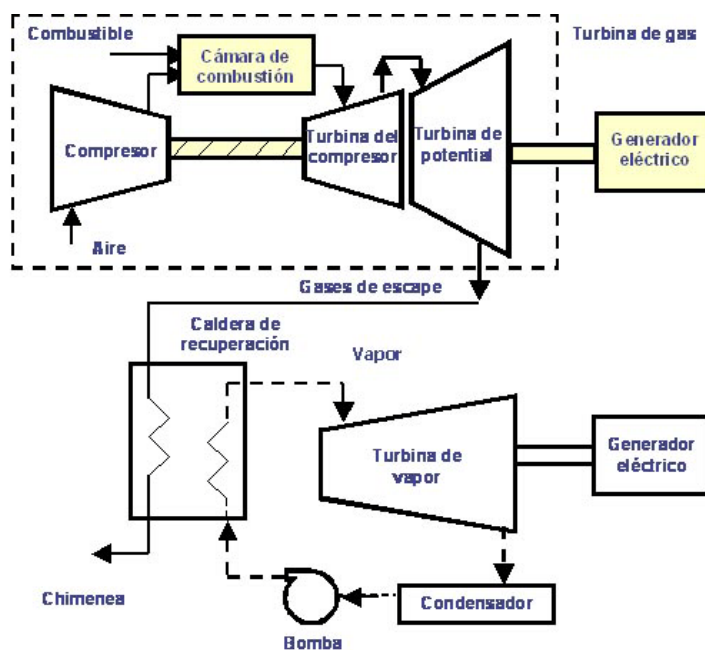


Figura 55. Esquema de un ciclo combinado simple



Siendo así, el ciclo combinado sólo constará de un ciclo de gas (Brayton) compuesto por los procesos de:

- Compresión.
- Combustión del syngas.
- Expansión de los gases de escape en una turbina.
- Recuperador de calor mediante un intercambiador.

Este recuperador de calor servirá para ceder el calor de los gases de escape del ciclo de gas al agua presente en el ciclo de vapor (Rankine) haciendo las veces de caldera. Este ciclo Rankine constará de los siguientes procesos:

- Expansión del vapor de agua.
- Condensado.
- Bombeo hasta el recuperador de calor.

Para el diseño del ciclo combinado se ha utilizado un software de simulación termodinámica desarrollado por la Northwestern University como software didáctico pero que permite una fácil y detallada simulación de los parámetros involucrados en un gran número de ciclos termodinámicos pudiendo construir ciclos “a medida”.

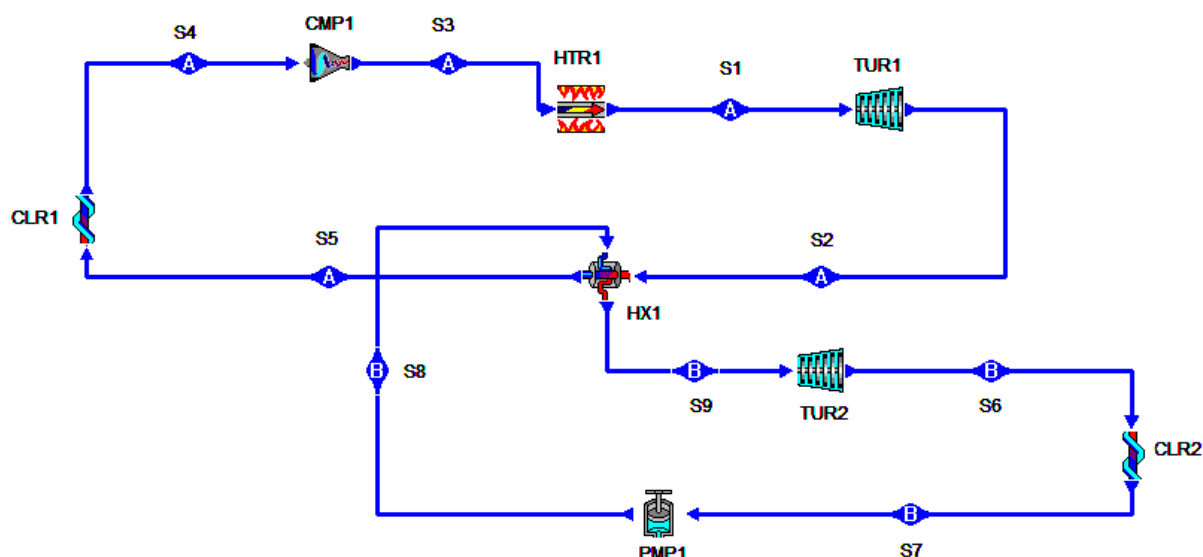


Figura 56. Esquema del ciclo combinado en CYCLEPAD

El ciclo combinado que se toma como la opción óptima y más rentable queda implementado en CYCLEPAD como se detalla en la Figura 56. Como se explicó en párrafos anteriores el dato más determinante es la potencia introducida en la cámara de combustión (HTR1) del ciclo de gas (ciclo superior) y mediante una serie de asunciones que se detallan en los siguientes apartados se obtienen los resultados detallados en de este diseño:

Poder calorífico del combustible (MJ/m <sup>3</sup> )	5,5
Potencia inyectada en la cámara de combustión (MW)	33,4
Potencia de la turbina de gas (MW)	16,4
Potencia de la turbina de vapor (MW)	5,7
Potencia térmica a la salida del ciclo (MW)	22,1
Eficiencia del ciclo combinado	59,08

Tabla 26. Datos de diseño del ciclo combinado



### 6.1. Simulación en CYCLEPAD

Como se explica previamente, para realizar una primera aproximación al ciclo combinado y sus puntos de funcionamiento se utiliza el programa CYCLEPAD que, a pesar de su aparente sencillez, permite obtener una gran cantidad de información con la que seleccionar los equipos que se utilizarán en la implementación del ciclo combinado en la central GICC.

El software de simulación permite, a partir de una serie de asunciones sobre el modelado de los equipos o las temperaturas impuestas a los fluidos de trabajo en algunos puntos, se puede obtener gran cantidad de datos con los que modelar el ciclo combinado. Además, una vez realizada la primera aproximación, las asunciones pueden ser modificadas posteriormente viendo la repercusión que tiene esta modificación sobre el ciclo completo y así obtener el ciclo más eficiente.

#### *Procedimiento*

La simulación tiene como objetivo ser una primera aproximación para la solución real que habrá de ser llevada a cabo físicamente con posterioridad. Por tanto, se requiere que exista una concordancia entre los valores de diseño establecidos en la simulación y las capacidades y requisitos de funcionamiento de los equipos que se implementan físicamente.

- i. Búsqueda del modelo y los valores de diseño: Se simula el ciclo combinado más adecuado para conseguir una potencia total próxima a la calculada en la Tabla 14. Se obtiene un primer boceto del ciclo combinado.
- ii. Búsqueda de fabricantes: Búsqueda en los catálogos de los principales fabricantes de productos cuyo funcionamiento se ajuste de la forma más aproximada a los valores de diseño del ciclo.
- iii. Modificaciones: Se realizan las modificaciones oportunas debidas a las exigencias de funcionamiento de los equipos que se han seleccionado en el anterior punto.
- iv. Modelo final: Queda especificado en la Figura 56.

#### *Simulación del ciclo Brayton*

Realizando diversas pruebas y teniendo especial cuidado en establecer un equilibrio entre coste y potencia generada se ha llegado a que la solución más eficiente y que optimiza el ratio inversión-generación es la implementación de un ciclo Brayton sencillo constituido por una etapa de compresión, una cámara de combustión, una etapa de expansión de los gases de escape que pasarán a través de un recuperador de calor y, por último, una etapa de condensado del gas para volver a pasar a través del compresor.

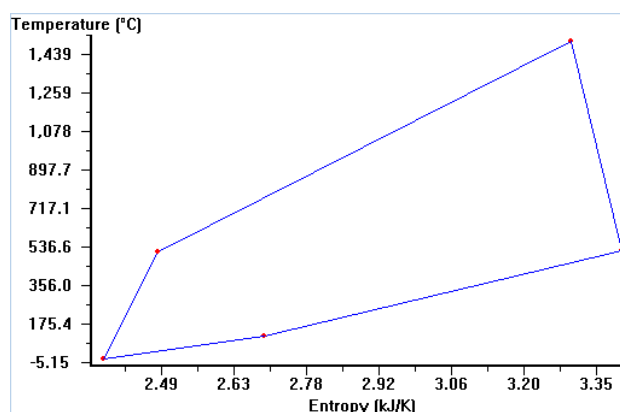


Figura 57. Ciclo Brayton: Diagrama T-s

En este ciclo toma especial importancia alcanzar temperaturas elevadas en los gases de escape de forma que la transferencia de calor hacia el fluido de trabajo del ciclo de vapor sea más eficiente y se consiga una temperatura elevada de vapor sobrecalentado. Se obtiene una temperatura máxima de 1500°C en la cámara de combustión y los gases de escape entran en el recuperador de calor a 376°C (Véase Figura 57).

A continuación se detallan las asunciones que se han realizado para realizar la simulación en cada una de las etapas. Cabe remarcar que las suposiciones que se realizan en la simulación que a continuación se detalla sirven para realizar una aproximación y un modelo del ciclo combinado real y, por tanto, no tienen la finalidad de describir meticulosamente el comportamiento de los equipos ni obtener datos detallados del ciclo combinado:

**Etapas de compresión:** Por especificación del equipo que se pretende utilizar<sup>19</sup> se modeliza la compresión con 13 etapas y un ratio de compresión de 13:1 en un compresor que se supone adiabático y no isentrópico.

S4 <sup>20</sup>	CMP1	S3
Substance: AIR	Modeled as: ADIABATIC	Substance: AIR
Phase: GAS	Modeled as: not ISENTROPIC	Phase: GAS
T = 13.30°C	Modeled as: Make Assumption	T = 381.9°C
P = 1.0000 bar	q = 0 kJ/kg	P = 13.00 bar
v = 0.8212 m³/kg	Tout-s = 322.9°C	v = 0.1445 m³/kg
u = 205.3 kJ/kg	delta-P = 12.00 bar	u = 469.5 kJ/kg
h = 287.4 kJ/kg	delta h = 369.9 kJ/kg	h = 657.3 kJ/kg
s = 2.38 kJ/kgK	delta hs = 310.7 kJ/kg	s = 2.47 kJ/kgK
m-dot = 30.00 kg/s	delta-s = 0.0947 kJ/kgK	m-dot = 30.00 kg/s
V-dot = 24.64 m³/sec	m-dot = 30.00 kg/s	V-dot = 4.33 m³/sec
U-dot = 6,159 kW	delta H = 11,097 kJ	U-dot = 14,085 kW
H-dot = 8,623 kW	h-out-s = 598.1 kJ/kg	H-dot = 19,719 kW
S-dot = 71.29 kW/K	Shaft Power = -11,097 kW	S-dot = 74.13 kW/K
flow fraction = 1.0000[0-1]	Q-dot = 0 kW	flow fraction = 1.0000[0-1]
	PR = 13.00	
	flow fraction = 1.0000[0-1]	
	nu-s = 84.00%	
	r = 5.68	
	spec shaft-work = -369.9 kJ/kg	
	spec work-s = -310.7 kJ/kg	

Tabla 27. Datos de simulación de la etapa de compresión<sup>21</sup>

<sup>19</sup> En los apartados 6.2 y 6.3 se detalla el modelo y fabricante de los equipos elegidos dando datos técnicos de los mismos. Estos datos serán seguidos en lo sucesivo para la simulación.

<sup>20</sup> Las referencias han de ser seguidas por el diagrama de la Figura 38. Esquema del ciclo combinado en CYCLEPAD

Se impone que el aire a la entrada del compresor (S4 en Tabla 27) estará a temperatura ambiente tomando la temperatura media para el año 2010 de la

	Tª Máx. (°C)	Tª mín. (°C)	Tª media (°C)	Precipitaciones
Enero	13.9	-7.8	4.24	77.80
Febrero	23.3	-6.1	5.44	67.60
Marzo	21.5	-5.9	7.98	38.40
Abril	27.5	-0.4	13.05	58.80
Mayo	29.9	-1.0	15.12	20.60
Junio	33.9	0.0	19.97	85.20
Julio	37.6	10.4	26.17	1.60
Agosto	39.1	11.1	24.33	11.20
Septiembre	34.0	4.6	18.79	32.40
Octubre	27.1	-3.5	12.15	26.00
Noviembre	21.8	-4.0	6.66	25.40
Diciembre	18.4	-9.1	5.09	92.80
<b>AÑO 2010</b>	<b>39.1</b>	<b>-9.1</b>	<b>13.30</b>	<b>537.80</b>

Tabla 8 que se consideran válidos para el emplazamiento de la central. La presión se considera que no está afectada por la temperatura respecto del mar y, por tanto, de 1 bar.

**Cámara de combustión:** Se aproxima la cámara de combustión (HTR1) como una cámara isobárica y para obtenerla potencia que se ha de transferir a la cámara de combustión (Q-dot) y calculada en la Tabla 14 se modifica el gasto másico de aire estableciéndolo en 30 kg/s.

S3	HTR1	S1
Substance: AIR	Modeled as: not ISOCHORIC	Substance: AIR
Phase: GAS	Modeled as: ISOBARIC	Phase: GAS
T = 381.9°C	q = 1,122 kJ/kg	T = 1,500°C
P = 13.00 bar	delta-P = 0 bar	P = 13.00 bar
v = 0.1445 m³/kg	delta h = 1,122 kJ/kg	v = 0.3910 m³/kg
u = 469.5 kJ/kg	delta-s = 0.9992 kJ/kgK	u = 1,271 kJ/kg
h = 657.3 kJ/kg	m-dot = 30.00 kg/s	h = 1,779 kJ/kg
s = 2.47 kJ/kgK	Q-dot = 33,657 kW	s = 3.47 kJ/kgK
m-dot = 30.00 kg/s	flow fraction = 1.0000[0-1]	m-dot = 30.00 kg/s
V-dot = 4.33 m³/sec		V-dot = 11.73 m³/sec
U-dot = 14,085 kW		U-dot = 38,126 kW
H-dot = 19,719 kW		H-dot = 53,376 kW
S-dot = 74.13 kW/K		S-dot = 104.1 kW/K
flow fraction = 1.0000[0-1]		flow fraction = 1.0000[0-1]

Tabla 28. Datos de simulación de la cámara de combustión

Se impone que la temperatura a la salida de la cámara de combustión (S1) es de 1500°C. Este dato no es aportado específicamente por el fabricante pero se toman datos de otros ciclos combinados de potencia similar (28).

**Turbina de expansión:** La turbina de expansión (TUR1) queda modela como adiabática y no isentrópica para aproximar lo más posible su funcionamiento a la realidad. En las especificaciones técnicas de la turbina real que se implementará y que se detallan en la Tabla 33 consta que la turbina tiene 1+2 etapas de expansión que aquí quedan modeladas, para

<sup>21</sup> En verde aparecen las asunciones impuestas en la simulación y en azul los datos calculados por el software. En lo sucesivo se mantiene este código de colores.

simplificar, en una única etapa de expansión desde alta presión hasta muy baja presión porque a efectos de simulación los resultados son los mismos.

S1	TUR1	S2
Substance: AIR	Modeled as: not ISENTROPIC	Substance: AIR
Phase: GAS	Modeled as: ADIABATIC	Phase: GAS
T = 1,500°C	Modeled as: Make Assumption	T = 376.0°C
P = 13.00 bar	q = 0 kJ/kg	P = 1.0000 bar
v = 0.3910 m³/kg	Tout-s = 578.9°C	v = 1.86 m³/kg
u = 1,271 kJ/kg	delta-P = -12.00 bar	u = 465.3 kJ/kg
h = 1,779 kJ/kg	delta h = -1,128 kJ/kg	h = 651.4 kJ/kg
s = 3.47 kJ/kgK	delta hs = -924.2 kJ/kg	s = 3.20 kJ/kgK
m-dot = 30.00 kg/s	delta-s = -0.2729 kJ/kgK	m-dot = 30.00 kg/s
V-dot = 11.73 m³/sec	m-dot = 30.00 kg/s	V-dot = 55.83 m³/sec
U-dot = 38,126 kW	h-out-s = 855.0 kJ/kg	U-dot = 13,958 kW
H-dot = 53,376 kW	Shaft Power = 33,835 kW	H-dot = 19,541 kW
S-dot = 104.1 kW/K	Q-dot = 0 kW	S-dot = 95.91 kW/K
flow fraction = 1.0000[0-1]	PR = 13.00	flow fraction = 1.0000[0-1]
	flow fraction = 1.0000[0-1]	
	nu-s = 122.0%	
	spec shaft-work = 1,128 kJ/kg	
	spec work-s = 924.2 kJ/kg	

Tabla 29. Datos de simulación de la etapa de expansión

El aire a la entrada de la turbina (S1) se mantiene en las condiciones de salida de la cámara de combustión suponiendo que no hay pérdidas en el proceso y se impone que la temperatura de los gases de salida (S2) es de 376°C teniendo en cuenta las temperaturas máximas de funcionamiento exigidas por el fabricante (29) y tratando de optimizar la transferencia de calor en el recuperador de calor (HX1).

**Recuperador de calor:** El recuperador de calor se modela como un intercambiador de calor de flujo cruzado isobárico tanto en el lado frío como en el caliente.

```

Modeled as: not ISOCHORIC-COLD-SIDE
Modeled as: not ISOCHORIC-HOT-SIDE
Modeled as: ISOBARIC-COLD-SIDE
Modeled as: ISOBARIC-HOT-SIDE
Modeled as: COUNTER-CURRENT
Modeled as: not CO-CURRENT
delta-T cold-in = 106.3°C
delta-T hot-in = 6.00°C
LMTD = 34.90°C
delta h cold-leg = 2,921 kJ/kg
delta h hot-leg = 256.9 kJ/kg
Q-dot = 7,706 kW
Tube diameter = UNKNOWN m
Tube length = UNKNOWN m

```

Figura 58. Modelado del recuperador de calor

## Simulación del ciclo Rankine

Teniendo en cuenta que se trata de un ciclo combinado y la potencia de diseño se opta por implementar un ciclo de vapor sencillo en el que la caldera de combustión es sustituida por un recuperador de calor que queda modelado en la Figura 58.

Así pues, el ciclo constará de una etapa de expansión del vapor sobrecalentado para después ser condensado y bombeado de nuevo al recuperador de calor donde elevará su temperatura de nuevo.

**Turbina de expansión:** en el diseño de las turbina de vapor el fabricante es mucho menos restrictivo (Véase Tabla 34) y se obtiene una mayor libertad de diseño. Se considera, igual que en el modelizado de la turbina de gas que se trata de una turbina adiabática no isentrópica.

S9	TUR2	S6
Substance: WATER	Modeled as: not ISENTROPIC	Substance: WATER
Phase: GAS	Modeled as: ADIABATIC	Phase: SATURATED
T = 370.0°C	Modeled as: Make Assumption	dryness = 0.7283[0-1]
P = 103.0 bar	q = 0 kJ/kg	T = 13.30°C
v = 0.0233 m³/kg	Tout-s = 13.30°C	P = 0.0153 bar
u = 2,749 kJ/kg	delta-P = -103.0 bar	v = 63.10 m³/kg
h = 2,989 kJ/kg	delta h = -1,135 kJ/kg	u = 1,758 kJ/kg
s = 6.04 kJ/kgK	delta hs = -1,261 kJ/kg	h = 1,854 kJ/kg
m-dot = 2.64 kg/s	delta-s = 0.4401 kJ/kgK	s = 6.48 kJ/kgK
T-sat = 313.2°C	m-dot = 2.64 kg/s	m-dot = 2.64 kg/s
P-sat = 210.3 bar	h-out-s = 1,728 kJ/kg	T-sat = 13.30°C
v-f(Tsat) = 0.0015 m³/kg	Shaft Power = 2,993 kW	P-sat = 0.0153 bar
v-g(Tsat) = 0.0174 m³/kg	Q-dot = 0 kW	v-f(Tsat) = 0.0010 m³/kg
u-f(Tsat) = 1,405 kJ/kg	PR = 6,731	v-g(Tsat) = 86.64 m³/kg
u-g(Tsat) = 2,540 kJ/kg	dryness-out-s = 0.6772[0-1]	u-f(Tsat) = 55.75 kJ/kg
h-f(Tsat) = 1,420 kJ/kg	flow fraction = UNKNOWN[0-1]	u-g(Tsat) = 2,393 kJ/kg
h-g(Tsat) = 2,719 kJ/kg	nu-s = 90.00%	h-f(Tsat) = 55.75 kJ/kg
s-f(Tsat) = 3.38 kJ/kgK	spec shaft-work = 1,135 kJ/kg	h-g(Tsat) = 2,525 kJ/kg
s-g(Tsat) = 5.60 kJ/kgK	spec work-s = 1,261 kJ/kg	s-f(Tsat) = 0.1993 kJ/kgK
V-dot = 0.0614 m³/sec		s-g(Tsat) = 8.82 kJ/kgK
U-dot = 7,252 kW		V-dot = 166.4 m³/sec
H-dot = 7,884 kW		U-dot = 4,637 kW
S-dot = 15.92 kW/K		H-dot = 4,891 kW
flow fraction = UNKNOWN[0-1]		S-dot = 17.09 kW/K
		flow fraction = UNKNOWN[0-1]

Tabla 30. Datos de simulación de la etapa de expansión de vapor

La única asunción que se impone es que el fluido a la entrada de la turbina (S9) ha de ser agua y la temperatura y presión ha de ser tal que se den las condiciones de vapor sobrecalentado.

**Condensador:** el funcionamiento de la bomba (PMP1) hace que el fluido de entrada en la bomba debe estar en condiciones de saturación con un contenido en humedad del 100%.

S6	CLR2	S7
Substance: WATER	Modeled as: not ISOCHORIC	Substance: WATER
Phase: SATURATED	Modeled as: ISOBARIC	Phase: SATURATED
dryness = 0.7685[0-1]	q = -1,898 kJ/kg	dryness = 0[0-1]
T = 13.30°C	delta-P = 0 bar	T = 13.30°C
P = 0.0153 bar	delta h = -1,898 kJ/kg	P = 0.0153 bar
v = 66.59 m³/kg	delta-s = -6.62 kJ/kgK	v = 0.0010 m³/kg
u = 1,852 kJ/kg	m-dot = 4.40 kg/s	u = 55.75 kJ/kg
h = 1,953 kJ/kg	Q-dot = -8,347 kW	h = 55.75 kJ/kg
s = 6.82 kJ/kgK		s = 0.1993 kJ/kgK
m-dot = 4.40 kg/s		m-dot = 4.40 kg/s
T-sat = 13.30°C		T-sat = 13.30°C
P-sat = 0.0153 bar		P-sat = 0.0153 bar
v-f(Tsat) = 0.0010 m³/kg		v-f(Tsat) = 0.0010 m³/kg
v-g(Tsat) = 86.64 m³/kg		v-g(Tsat) = 86.64 m³/kg
u-f(Tsat) = 55.75 kJ/kg		u-f(Tsat) = 55.75 kJ/kg
u-g(Tsat) = 2,393 kJ/kg		u-g(Tsat) = 2,393 kJ/kg
h-f(Tsat) = 55.75 kJ/kg		h-f(Tsat) = 55.75 kJ/kg
h-g(Tsat) = 2,525 kJ/kg		h-g(Tsat) = 2,525 kJ/kg
s-f(Tsat) = 0.1993 kJ/kgK		s-f(Tsat) = 0.1993 kJ/kgK
s-g(Tsat) = 8.82 kJ/kgK		s-g(Tsat) = 8.82 kJ/kgK
V-dot = 292.9 m³/sec		V-dot = 0.0044 m³/sec
U-dot = 8,145 kW		U-dot = 245.2 kW
H-dot = 8,592 kW		H-dot = 245.2 kW
S-dot = 30.02 kW/K		S-dot = 0.8766 kW/K
flow fraction = UNKNOWN[0-1]		flow fraction = UNKNOWN[0-1]

Tabla 31. Datos de simulación del condensador

Se considera que el condensador (CLR2) funciona de manera isobárica y para imponer la condición anteriormente citada se asume que el fluido a la salida del condensador (S7) tiene que ser saturado con un nivel de humedad del 100% (dryness 0%).

**Bomba:** La bomba lleva el fluido saturado hasta el regenerador de calor que quedó anteriormente modelado en la Figura 58. Se le supone un comportamiento adiabático no isentrópico.

S7	PMP1	
Substance: WATER	Modeled as: ADIABATIC	Substance: WATER
Phase: SATURATED	Modeled as: not ISENTROPIC	Phase: LIQUID
dryness = 0[0-1]	Modeled as: Make Assumption	T = 13.68°C
T = 13.30°C	q = 0 kJ/kg	P = 103.0 bar
P = 0.0153 bar	Tout-s = 13.40°C	v = 0 m³/kg
v = 0.0010 m³/kg	delta-P = 103.0 bar	u = 56.96 kJ/kg
u = 55.75 kJ/kg	delta h = 11.47 kJ/kg	h = 67.22 kJ/kg
h = 55.75 kJ/kg	delta hs = 10.32 kJ/kg	s = 0.2033 kJ/kgK
s = 0.1993 kJ/kgK	delta-s = 0.0040 kJ/kgK	m-dot = 2.64 kg/s
m-dot = 2.64 kg/s	m-dot = 2.64 kg/s	T-sat = 313.2°C
T-sat = 13.30°C	h-out-s = 66.07 kJ/kg	P-sat = 0.0157 bar
P-sat = 0.0153 bar	Shaft Power = -30.25 kW	v-f(Tsat) = 0.0015 m³/kg
v-f(Tsat) = 0.0010 m³/kg	Q-dot = 0 kW	v-g(Tsat) = 0.0174 m³/kg
v-g(Tsat) = 86.64 m³/kg	PR = 6,731	u-f(Tsat) = 1,405 kJ/kg
u-f(Tsat) = 55.75 kJ/kg	flow fraction = UNKNOWN[0-1]	u-g(Tsat) = 2,540 kJ/kg
u-g(Tsat) = 2,393 kJ/kg	nu-s = 90.00%	h-f(Tsat) = 1,420 kJ/kg
h-f(Tsat) = 55.75 kJ/kg	spec shaft-work = -11.47 kJ/kg	h-g(Tsat) = 2,719 kJ/kg
h-g(Tsat) = 2,525 kJ/kg	spec work-s = -10.32 kJ/kg	s-f(Tsat) = 3.38 kJ/kgK
s-f(Tsat) = 0.1993 kJ/kgK		s-g(Tsat) = 5.60 kJ/kgK
s-g(Tsat) = 8.82 kJ/kgK		V-dot = 0.0026 m³/sec
V-dot = 0.0026 m³/sec		U-dot = 150.3 kW
U-dot = 147.1 kW		H-dot = 177.3 kW
H-dot = 147.1 kW		S-dot = 0.5363 kW/K
S-dot = 0.5257 kW/K		flow fraction = UNKNOWN[0-1]
flow fraction = UNKNOWN[0-1]		

Tabla 32. Datos de simulación de la bomba



## Ciclo combinado

El ciclo combinado que se diseña en el proyecto se compone de los dos ciclos anteriormente descritos en los dos últimos apartados.

El **ciclo Brayton** suele aportar aproximadamente los 2/3 de la potencia total del ciclo combinado. Observando los resultados obtenidos en la simulación que se muestran en la Figura 59 puede observarse que se obtienen 22,74 MW netos de potencia térmica generada en el ciclo de gas. Esto supone una eficiencia térmica del 48% que se corresponde con los rendimientos alcanzables por los equipos de diversos fabricantes y más concretamente puede verse la concordancia con los equipos fabricados por SIEMENS para esta potencia en la Tabla 33.

```
nu-Carnot = 83.85%
nu-thermal = 67.56%
Tmax = 1,500°C
Tmin = 13.30°C
Pmax = 13.00 bar
Pmin = 1.0000 bar
max-m-dot = 30.00 kg/s
Power in = -11,097 kW
Power out = 33,835 kW
net-power = 22,738 kW
back-work-ratio = 32.80%
work-ratio = 67.20%
Q-dot in = 33,657 kW
Q-dot out = -10,918 kW
net Q-dot = 22,738 kW
```

Figura 59. Resultados de simulación obtenidos para el ciclo Brayton

El **ciclo de Rankine** tiene como objetivo aprovechar el calor de los gases de escape de la turbina de gas y, por ello, se obtiene una potencia generada menor.

```
nu-Carnot = 55.46%
nu-thermal = 38.44%
Tmax = 370.0°C
Tmin = 13.30°C
Pmax = 103.0 bar
Pmin = 0.0153 bar
max-m-dot = UNKNOWN kg/s
Power in = -30.25 kW
Power out = 2,993 kW
net-power = 2,963 kW
back-work-ratio = 1.01%
work-ratio = 98.99%
Q-dot in = 7,706 kW
Q-dot out = -4,744 kW
net Q-dot = 2,963 kW
```

Figura 60. Resultados de simulación obtenidos para el ciclo Rankine

En la Figura 60 puede observarse que se obtiene una potencia térmica neta de aproximadamente 3 MW. Este ciclo obtiene un rendimiento del 98,99% que, a priori, puede parecer muy elevado pero hay que tener en cuenta, que en este ciclo, el aporte energético es casi nulo y sólo se realiza en la bomba. El otro aporte de calor se realiza en el recuperador de calor que actúa como caldera pero que, a efectos de rendimiento, se considera un aporte de



calor “gratis” porque es “residuo” del ciclo de gas y, por tanto, no entra en el cómputo de la potencia neta generada.

### 6.2. Turbina de gas

Por su robustez y versatilidad en el uso de distintos tipos de combustibles se elige el modelo SGT-750 de SIEMENS como la turbina que mejor se ajusta a las condiciones del ciclo combinado diseñado aportando la flexibilidad necesaria para variaciones posteriores del punto de funcionamiento de la central.

Fabricante	SIEMENS
Modelo	SGT-500
Combustible	Biomasa de sarmiento gasificado
Frecuencia	50 Hz
Velocidad de la turbina	3600 rpm
Ratio de compresión	13:1
Flujo de los gases de escape	96,4 kg/s
Temperatura de los gases de escape	520°C
Emisiones de NOx	< 42 ppmV
Etapas de compresión	10+8 LP/HP
Etapas de expansión	1+2 HP/LP

Tabla 33. Características SGT-750 (29)

La turbina de gas diseñada por SIEMENS supone una solución integral para el ciclo de gas equipando en el mismo bloque el generador eléctrico de forma compacta y con un rendimiento eléctrico notable.

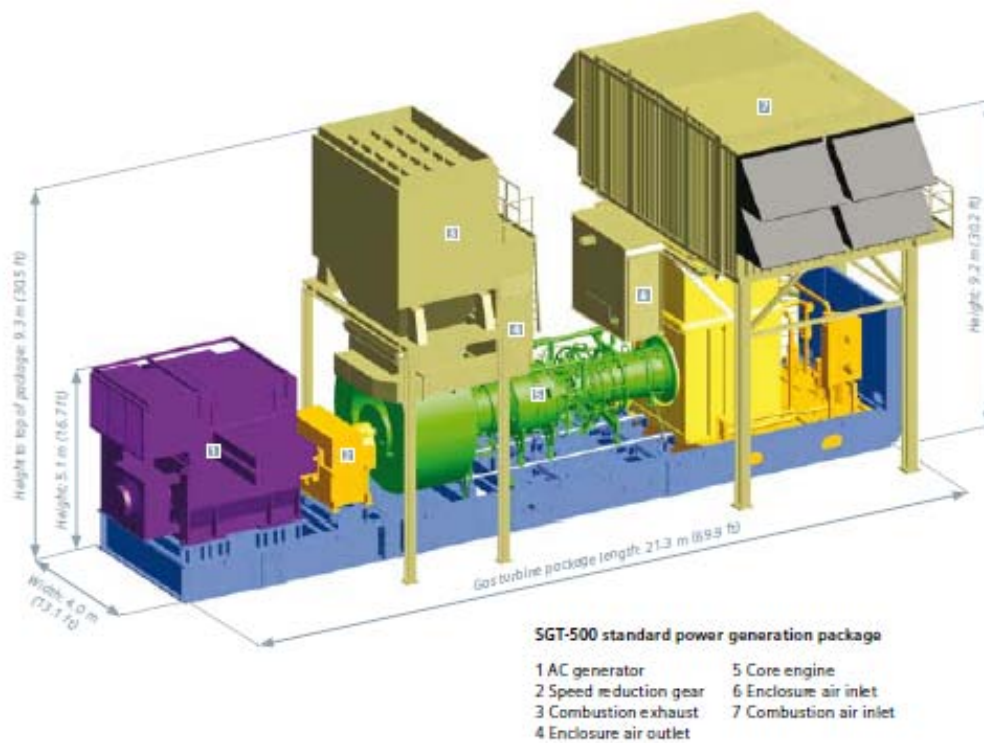


Figura 61. Configuración generadora de SGT-500 (30)

La sección de la turbina de gas SGT-750 consiste en un compresor de aire de 10+8 etapas axiales construidas a partir de una serie de discos totalmente soldada mediante haz de electrones. El eje intermedio se suelda al compresor y los dos discos de la turbina de gas quedan atornillados al eje intermedio. La sección de baja presión se fabrica en acero de baja aleación, mientras que el Inconel 718<sup>22</sup> se utiliza para los discos en la sección de alta presión.

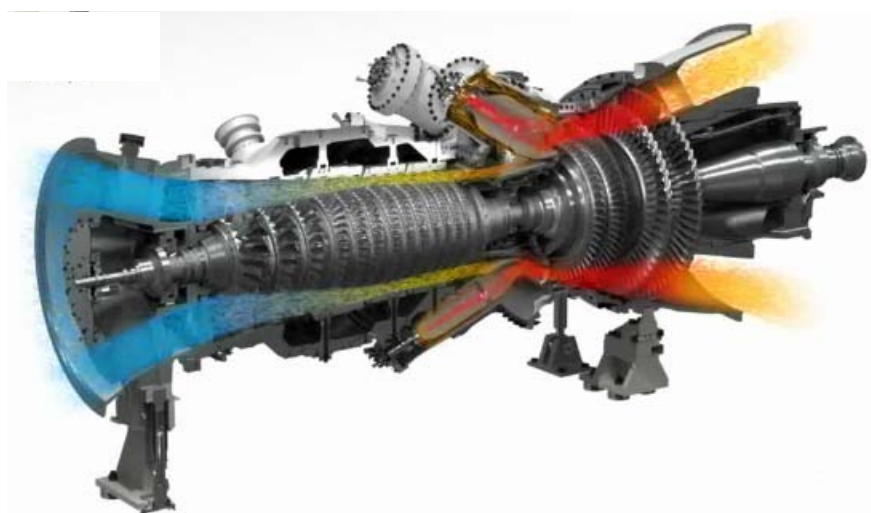


Figura 62. SGT-500 en funcionamiento (30)

<sup>22</sup> Inconel es una marca de Special Metals Corporation que se refiere a una familia de superaleaciones austeníticas de base níquel-cromo. Las aleaciones de Inconel se utilizan normalmente en aplicaciones a altas temperaturas (41).

Aunque la sección del compresor tiene un diseño convencional con divisiones horizontales, el resto de la unidad utiliza piezas divididas verticalmente en los componentes del estator circular, lo que elimina la pérdida de la circularidad y reduce las pérdidas aerodinámicas al mínimo. Estas secciones pueden ser retiradas en forma de módulos para el acceso fácil permitiendo un mantenimiento sencillo.

En la Figura 62 se puede apreciar la sección de la turbina SGT-750 en funcionamiento con el aire y su temperatura modela en escala de temperatura de color en su interior. En la configuración de ciclo combinado, los gases de escape serán recogidos y conducidos al recuperador de calor como indica la Figura 17.

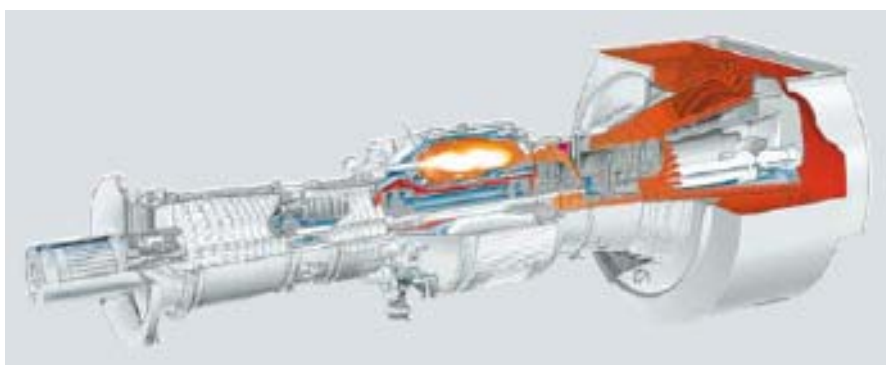


Figura 63. Sección de la turbina SGT-500 y recogida de gases de escape(30)

### *Cámara de combustión*

El sistema de cámara de combustión se compone de 7 cámaras con diseño de doble recubrimiento refrigerado en serie y ocho conductos de transición con doble recubrimiento refrigerado en paralelo, adecuado tanto para los combustibles líquidos y gaseosos. El diseño de las cámaras prevé facilitar el mantenimiento mediante la intercambiabilidad de las mismas.

### *Compresor de aire*



Figura 64.SGT-500: Vista frontal del compresor de aire

El compresor de aire de la unidad de generación SGT-500 se aprovecha de las ventajas que proporciona la soldadura mediante haz de electrones tratando de hacer del compresor una única pieza. El compresor consta de 10+8 etapas y un ratio de compresión de 13:1 que hacen que el aire de entrada se encuentre en las condiciones óptimas para entrar en la cámara de combustión. Además, el sistema incorpora cierta flexibilidad contando con dos álabes de guía a la entrada del compresor permitiendo regular la capacidad del compresor y obteniendo, así, elevadas eficiencias a cargas parciales.

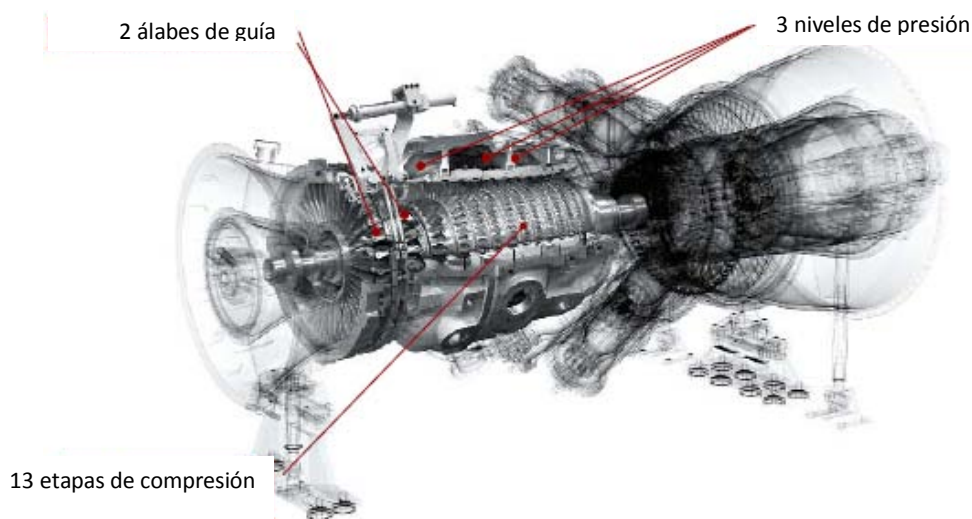


Figura 65.SGT-500: Partes del compresor de aire(29)

### *Turbina de expansión*

La turbina de compresión comprende en una única pieza con los álabes de guía, el rotor y el compresor. Consta de dos etapas; la primera etapa es enfriada por una combinación de enfriamiento por convección interna y flujo convectivo laminar, mientras que la segunda etapa se enfría por refrigeración por convección interna.

La turbina de expansión es una turbina de 1+2 etapas de flujo axial, aerodinámicamente conectada con el compresor de gas como puede verse en el esquema de funcionamiento de la Figura 62. La velocidad nominal de la turbina es de 3.600 rpm(29) y la dirección de rotación del eje es horaria mirando en la dirección del flujo.

### 6.3. Turbina de vapor

Para la turbina de vapor se selecciona una solución que tenga fácil integración con la turbina de gas previamente seleccionada. Lo más obvio, por tanto, es la selección de una turbina vapor fabricada por SIEMENS que se ajuste a los valores de diseño establecidos.



Figura 66. SST-150 (31)

La turbina SST-150 es una turbina formada por una sola carcasa que puede comenzar a utilizarse en su configuración generadora para velocidad de más de 1000 rpm. Se trata pues, de un equipo robusto capaz de obtener altas eficiencias incluso a bajas potencias.

Potencia generada	Hasta 20 MW
Velocidad	Hasta 13.300 rpm
Presión de vapor	Hasta 104 bar
Temperatura de vapor	Hasta 530 °C

Tabla 34. SST-150: Datos técnicos

## III.7. Sistemas eléctricos de la central

Los equipos seleccionados cuentan con un generador acoplado desde fábrica por lo que simplifica las labores de diseño del ciclo combinado obteniendo una solución integrada y compacta aportada por el fabricante que es el mejor conocedor de las características de los equipos que monta.

El conexionado a la red se hará a través de la apertura de la línea de 45 kV entre las subestaciones de Quero y Corral de Almaguer en la provincia de Toledo.

### 7.1. Generador

El ciclo combinado implementado en este proyecto consiste en una configuración monoeje con una unidad generadora como queda descrito en la Figura 17. Por tanto, la planta contará un generador montado sobre un eje que será compartido por las turbinas de gas y de vapor como queda especificado en la Figura 67.



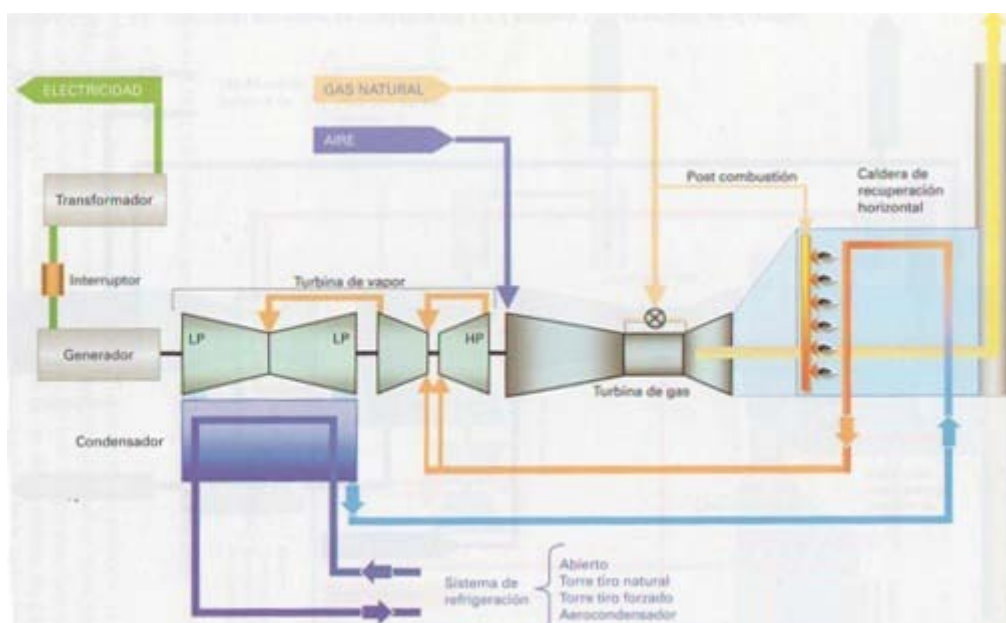


Figura 67. Ciclo combinado gas-vapor en configuración 1x1 monoeje con el generador en el extremo (32)

Ventajas	Inconvenientes
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere un alternador menos que en configuración multieje.</li> <li>• Dispone del generador en el extremo facilitando su mantenimiento.</li> <li>• Menor inversión.</li> <li>• Menor necesidad de espacio.</li> <li>• Mayor sencillez de operación y sincronizado.</li> <li>• Simplificación de tareas de arrancado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arrancador estático de la turbina de mayor potencia que en configuración monoeje con embrague y multieje.</li> <li>• Menor flexibilidad de operación.</li> <li>• Imposibilidad de contar con dos tensiones de generación distintas.</li> </ul>

Tabla 35. Ventajas e inconvenientes frente a configuración multieje

Los generadores serán proporcionados por SIEMENS y compondrán un único conjunto con las turbinas teniendo las siguientes características indicadas en la Tabla 36.

Fabricante	SIEMENS
Tipo	Síncrono
Número de fases	3
Número de polos	4
Velocidad de giro	1500 rpm
Potencia activa	20 MW
Factor de potencia	0,8
Potencia aparente	25 MVA
Tensión de generación	10,5kV/11,0kV/ <b>13,8kV</b>
Corriente nominal	1046 A
Frecuencia	<b>50 Hz/60 Hz</b>
Protección	IP54
Excitación	PMG (Generador de imán permanente)

Tabla 36. Características del generador(29)



*Control de la potencia reactiva. Excitación del generador.*

**SISTEMA PMG**

**RUEDA POLAR**

Estator: 6 hilos (marcados T1 a T6)  
Estator: 12 hilos (marcados T1 a T12)

Inducido  
Inductor

14 15 16

según tensión

140 mm

4 x tornillos Ø 5,8  
(175 x 115 mm)

200 mm

**R 448**

**F1** Fusible lento 250V 10 A

**ST5** con LAM sin LAM

**ST3** Frecuencia 50Hz 60Hz

**ST10** LAM 13 % 25 %

**P5** Límite máx. de excitación

**ST11** Tiempo de respuesta Codo 65 Hz

**ST2** normal rápido

**P3** Estabilidad

**ST6** 46,2/47,2 49,1 Sin puente ST6 en R448 V50

**ST1** Deflexión monostática

**P2** Tensión

**ST9** APERFUMANT

**ST4** Opción Potenciómetro ext. para ajuste de la tensión

**P1** Estallido

**ST8** Opción Ph.1

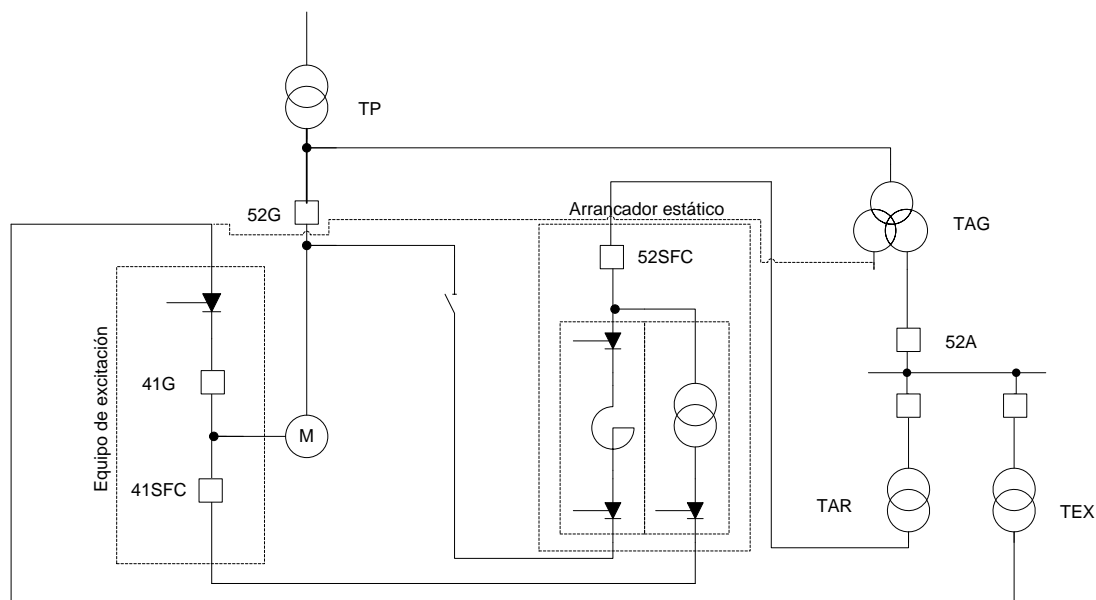
**ST8** Opción Deflexión trisférica sin deflexión trisf. SR1 abierta

Para regular la tensión y corriente de excitación se utilizará un regulador que corrija la tensión de salida del generador síncrono variando los valores de excitación consiguiendo, mediante un mismo dispositivo, el control sobre la tensión a la salida del generador síncrono y la regulación de la potencia reactiva generada.

Mientras que el control de la potencia reactiva se realizará mediante excitación rotativa usando un generador PMG, el arranque del generador se hará a través de un arrancador estático SFC (*Static Frequency Converter*) o SSD (*Static Starting Device*<sup>23</sup>). El

| 94

arrancador estático permite llevar el rotor del generador a una velocidad a la cual la inyección de combustible en la cámara de combustión pueda seguir impulsándolo hasta la velocidad de sincronismo y su posterior acoplamiento a la red.



**Figura 69. Configuración básica del arrancador estático de un ciclo combinado. TP: Transformador principal, TAG: Transformador auxiliar de grupo, TEX: Transformador de excitación, TAR: Transformador de arranque**

Durante el proceso de arranque, el arrancador SSD inyecta corriente continua en el devanado de excitación situado en el rotor al mismo tiempo que alimenta el inducido (estator) con tensión y frecuencia variables manteniendo constante la relación entre la amplitud y la frecuencia. De esta forma se consigue un campo magnético en la máquina prácticamente constante y giratorio con distribución senoidal en el espacio con una velocidad —. Mediante este sistema se consigue que la velocidad del rotor aumente a medida que aumenta la frecuencia con un flujo constante en la máquina de forma que se simplifica mucho su control.

Mediante la configuración que se detalla en la Figura 69 el arranque se efectúa de la siguiente manera en dos fases:

i. Funcionamiento como motor.

- El interruptor 52G y el seccionar 89 SFC están enclavados de forma que ambos no pueden estar simultáneamente cerrados. El 89 SFC se encuentra cerrado cuando se está llevando a cabo el arranque del grupo mientras que 52G se cierra cuando la máquina comienza a funcionar como generador.
- Cuando 52G se encuentra abierto, la paramenta asociada al arrancador estático se cierra, es decir; 89 SFC, 41SFC y 52SFC se cierran.
- El convertidor del devanado de excitación y el de variación de la frecuencia y tensión aplicada en el estator inician el giro de la máquina hasta llevarla a la velocidad de consigna, próxima a la de sincronismo.

ii. Funcionamiento como generador

- Una vez alcanzada la velocidad de consigna se produce la ignición del combustible que lleva la turbina a velocidad de sincronismo. En este momento se abren 89 SFC y 41SFC quedando desconectado el arrancador.
- A partir de ese momento la máquina queda excitada a través del sistema PMG cerrando el interruptor 41G.

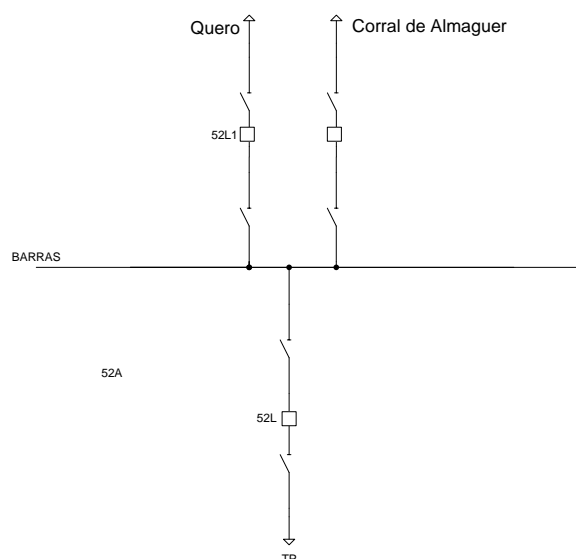
## 7.2. Criterios de diseño de los sistemas eléctricos de la planta

### *Subestación de la central de ciclo combinado*

Debido a que la central de ciclo combinado, a pesar de estar localizada en el término municipal de Corral de Almaguer, se encuentra a una distancia considerable de la subestación más cercana lo más oportuno es contar con una subestación propia mediante la cual abrir la línea de Quero – Corral de Almaguer.

Para minimizar el impacto visual de la subestación y minimizar los peligros asociados a este tipo de instalaciones se considera una instalación de tipo híbrido (HIS) para la subestación propia de la central. Esta se caracteriza por combinar las filosofías convencional y blindada donde se busca la integración de una parte de la aparamenta (seccionadores, interruptores y transformadores de intensidad) bajo una envolvente blindada manteniendo los embarrados y la propia disposición de la subestación en un montaje intemperie.

Dada la configuración monoeje del generador acoplado a uno de los extremos de la turbina de gas se diseñará la subestación con una configuración de simple barra con un solo interruptor como se describe en el esquema de la Figura 70.



**Figura 70. Esquema simplificado de la configuración de simple barra**

La configuración de entrada a la subestación se realizará a través de 2 posiciones de seccionadores – 89 –, un interruptor de línea – 52L – y 3 posiciones de seccionadores a tierra 57 –.

La configuración de salida se realizará con las mismas posiciones que la configuración de entrada y conectará las barras de la subestación con la línea de 45kV entre Quero y Corral de Almaguer.

## Parque de transformación

El dimensionado del parque de transformación se basará principalmente en el cálculo de los principales parámetros que definen el diseño del **transformador principal**, es decir, aquel transformado que estará entre las barras del generador y la barra de 45 kV.

Para el cálculo de la potencia del transformador se usa como base a la serie de normas UNE-EN-60076. Se tendrán en cuenta además las siguientes consideraciones:

- El consumo de los servicios auxiliares se descontará de la potencia generada para el dimensionado del transformador.<sup>24</sup>
- Se considera que la refrigeración del transformador será ONAN. Es decir, las bobinas del transformador estarán sumergidas en aceite en el que se establece un flujo convectivo forzado. Además, este aceite será refrigerado mediante la convección forzada de agua.
- Se considerará, al menos, un margen de reserva del 15%, para evitar la sobrecarga del transformador.

También se definen una serie de parámetros básicos para su diseño:

Tensiones asignadas	
Arrollamiento de baja tensión	13,8 kV
Escalones de regulación en vacío	5 (0%, $\pm 2,5\%$ , $\pm 5\%$ )
Arrollamiento de alta tensión	45 kV $\pm 10\%$
Potencia asignada	
Potencia asignada en OFAF	30 MVA
Requisitos técnicos	
Normativa aplicable	IEC 60076
Frecuencia nominal	50 Hz
Tª media mes más caluroso del año	39,1°C (en exterior)
Tª máxima	45°C
Refrigeración	OF/AF
Neutro en el lado de 45kV	Aislado
Instalación	Híbrida
Ejecución	Trifásico, 2 devanados
Grupo de conexión	dYN
Calentamiento máximo del cobre medido como variación en la resistencia	60 °C
Calentamiento máximo de la capa superior de aceite con la potencia asignada	55°C

Tabla 37. Criterios de diseño del transformador principal

<sup>24</sup> Teniendo en cuenta que el autoconsumo de una central de estas características que emplea tecnología GICC supone aproximadamente el 12% la potencia vertida a la red será de 20 MW aproximadamente.

Además, el transformador principal está equipado con reguladores de tensión en carga con 5 escalones siendo el salto máximo de 1% respecto a la tensión nominal. De esta forma la planta puede operar con flexibilidad a plena carga teniendo en cuenta las variaciones de la tensión en la línea a la que se conecta. Para una mayor protección, en el lado de alta se instalan autoválvulas de protección frente a sobretensiones causadas por rayo o maniobra.

### *Barras de fase aislada*

Las **barras de fase aisladas** son los elementos de enlace entre el generador y el transformador principal. Constan de tres conductores de aluminio, uno por fase, soportados mediante aisladores y envueltos en una envoltura de aluminio cilíndrica cortocircuitadas entre sí y con puestas a tierra en los extremos.

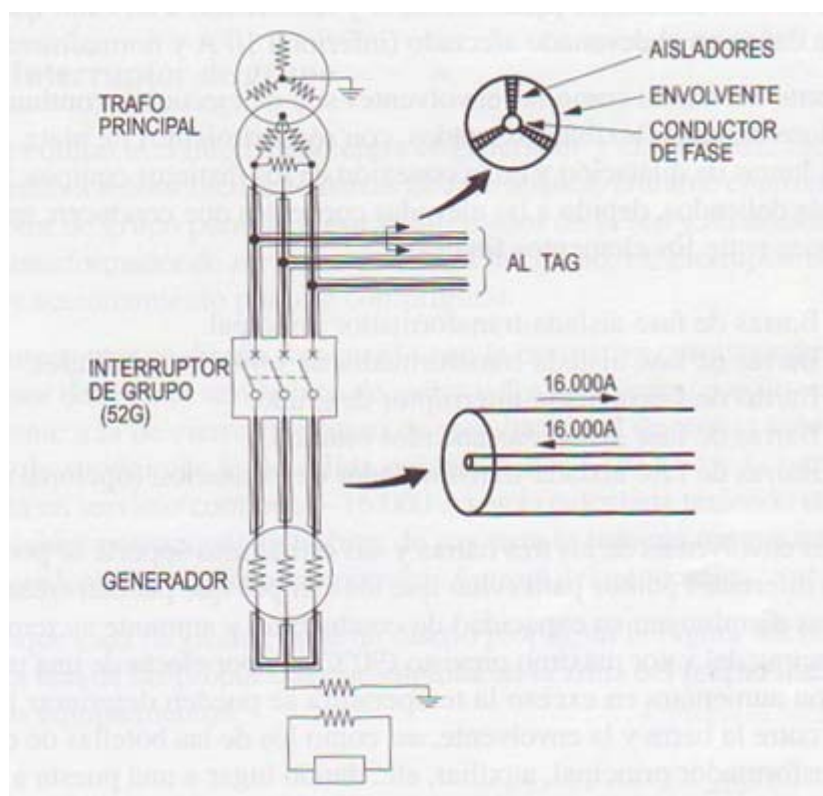


Figura 71. Barras de fase aislada(32)

Además, un interruptor de grupo – 52G – queda intercalado en su recorrido. Dado que los servicios auxiliares funcionan a una tensión diferente a la de generación – 6kV –, necesitan de un transformador de servicios auxiliares – TAG – que quedará también conectado mediante barras de fase aislada.

El esquema simplificado de la disposición de las barras de fase aislada conectando el generador con el transformador principal y el transformador de servicios auxiliares queda especificado en la Figura 71.

Las barras de fase aislada es el medio más económico y seguro de transportar grandes intensidades siempre que la distancia que separe los elementos en conexión no sea demasiado elevada.



Su diseño es el más adecuado para minimizar los riesgos de cortocircuito entre fases ya que, al llevar cada fase una envolvente conectada a tierra, la falta más probable será la de fase – tierra. En este caso, las corrientes máximas alcanzables estarán limitadas, no por la potencia del generador, si no por la capacidad del sistema de puesta a tierra.

Las barras de fase aisladas se fabricarán conforme a la Norma IEEE C37.23(34) relativa a la fabricación y ensayo de cables con envolvente metálica considerándose, además, los siguientes requisitos básicos de diseño:

Tensión nominal del generador	13,8 kV
Tensión máxima asignada	20kV
Número de fases	3
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial durante 1 minuto	50 kV
Tensión asignada a impulsos tipo rayo 1,2/50 $\mu$ s	125 kVpico
Margen de operación del efecto corona	25%
Material de los conductores	Aluminio
Material de las envolventes	Aluminio
<b>Aisladores</b>	
Numero de aisladores por soporte	3
Tensión soportada asignada a la frecuencia industrial durante 1 minuto	50 kV
Tensión soportada asignada a impulsos de tipo rayo 1,2/50 $\mu$ s	125 kVpico
<b>Conducto principal de barras</b>	
Corriente diseño en servicio continuo	1046 A
Corriente admisible de corta duración (1 segundo)	100 kA
<b>Conducto de barras para alimentación del TAG</b>	
Corriente de diseño en servicio continuo	100 A
Corriente admisible de corta duración (1 segundo)	200 kA

**Tabla 38. . Criterios de diseño de las barras de fase aisladas**

Además, se tiene en cuenta que el diseño de los conductores y cubiertas de los conductores será homogéneo en todo su recorrido, sin diferencias constructivas, de forma que se consigan unas condiciones de temperatura homogéneas en todo el recorrido de las barras de fase aisladas. El efecto de radiación solar y el aumento de temperatura producido por ésta se evalúa de acuerdo a la norma IEC C37.25 según la cual el aumento de temperatura debido al efecto de la radiación solar no ha de ser mayor de 10°C.

El efecto de la temperatura en los conductores de las barras de fase es crítico, estableciéndose que la temperatura máxima alcanzable en el punto más caliente de los conductores y de la envolvente será de 90 y 60°C respectivamente. Debido a la exposición de los materiales de las barras a altas temperaturas, han de ser diseñados para que resistan sin



daño o deformación permanente a las solicitaciones dinámicas y térmicas a las que se les somete.

Estas barras se contemplan para una vida útil de 25 años, funcionando la central durante unas 8.000 horas equivalentes al año.

### *Barras de fase agrupadas de media tensión*

Desde estas barras se da servicio a los servicios auxiliares de la planta y a todos los equipos de media tensión de la planta. Además, sirven de alimentación a los transformadores de media/baja tensión – TAB –.

Los conductores de las barras están constituidos de cobre o aluminio de alta conductividad, terminados con cantos redondeados y revestidos de material aislante en toda su longitud. Además, los conductores están protegidos por una cubierta metálica de acero o aluminio.

Los conductores estarán montados sobre soportes de material aislante y la unión entre tramos podrá hacerse mediante soldadura o atornilladas de forma que no se produzcan daños o deformaciones permanentes por efectos de la temperatura.

Su diseño, fabricación y ensayo queda especificado en la norma IEC 62271-200 siendo, además es éstas, de obligado cumplimiento que los conductores de barras de fase de MT cumplan con los siguientes requisitos básicos de diseño:

Tensión nominal del sistema	6 kV
Puesta a tierra del sistema	Resistencia que limita la intensidad a 600 A
Número de fases	3
Nivel de aislamiento asignado	20 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Corriente asignada en servicio continuo	1500 A
Corriente admisible de corta duración	20 kA
Duración asignada de cortocircuito	1 s
Método de refrigeración	Natural
Ejecución	Intemperie
Grado de protección	IP 66

Tabla 39. Criterios de diseño de las barras de fase de MT

Al igual que en las barras de fase aisladas su fabricación ha de ser homogénea sin variaciones entre los tramos a la intemperie e interior. Igualmente habrán de tener en cuenta los efectos de la radiación solar y ser capaces de soportar las solicitaciones dinámicas y térmicas sin deformación o daño obteniendo como resultado una vida útil de 25 años.

### *Barras de fase agrupadas de baja tensión*

Estas barras son alimentadas por transformadores de media/baja tensión – TAB – acoplados a las barras de fase agrupadas de MT.



Los conductores de las barras están constituidos de cobre o aluminio de alta conductividad, terminados con cantos redondeados y revestidos de material aislante en toda su longitud. Además, los conductores están protegidos por una cubierta metálica de acero o aluminio.

Los conductores estarán montados sobre soportes de material aislante y la unión entre tramos podrá hacerse mediante soldadura o atornilladas de forma que no se produzcan daños o deformaciones permanentes por efectos de la temperatura.

Su diseño, fabricación y ensayo queda especificado en la norma IEC 60439 siendo, además es éstas, de obligado cumplimiento que los conductores de barras de fase de MT cumplan con los siguientes requisitos básicos de diseño:

Duración asignada de cortocircuito	1 s
Método de refrigeración	Natural
Ejecución	Intemperie o cubierto
Grado de protección	IP 66 (intemperie) / IP (55) (cubierto)

Tabla 40. Criterios de diseño de las barras de fase de BT

Los criterios de diseño de las agrupadas de BT son menos que en el resto de las barras de fase. Esto es debido a que generalmente habrá tantas barras de BT como equipos conectados a ellas y, por tanto, los requisitos dependerán de éstos y será más conveniente especificar estos criterios en la Ingeniería básica.

## Interruptor de grupo

El **interruptor de grupo** es un equipo que, como puede verse en la Figura 71 queda intercalado entre el generador y el transformador principal. Este interruptor es de vital importancia durante el arrancado del grupo generador ya que lo aísla de la red permitiendo la alimentación de los servicios auxiliares desde la misma.

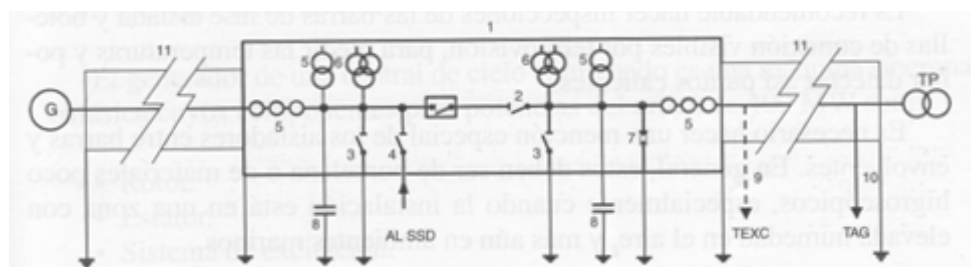


Figura 72. Detalle del interruptor de grupo (32)

El interruptor se diseña con un bobina de cierre y dos de disparo teniendo prioridad estas dos últimas en caso de simultaneidad de ambas señales. La tensión de servicio será la del generador – 13,8 kV – y la intensidad asignada la máxima obtenible por el generador. Las características del generador quedan detalladas en la Tabla 36.

El interruptor de grupo está constituido por los siguientes componentes que siguen la notación de la Figura 72:



- (1) Interruptor de grupo.
- (2) Seccionador de aislamiento del interruptor.
- (3) 2 seccionadores de puesta a tierra.
- (4) Seccionador de aislamiento del arrancado estático – SSD –.
- (5) Transformadores de tensión e intensidad para medidas de energía, regulación, tensión y protecciones.
- (6) Transformadores de tensión con dos secundarios para protecciones y sincronización.
- (7) Pararrayos (autoválvula)
- (8) Condensadores de protección contra sobretensiones.
- (9) Conexión con el transformador de excitación.
- (10) Conexión con el transformador de servicios auxiliares.
- (11) Barras de fase aisladas.

Este interruptor será tripolar de polos separados con cubiertas de tipo de fases aisladas y cámara de corte en SF<sub>6</sub>.

Normativa aplicable	ANSI C7.013
Método de refrigeración	Natural
Medio de extinción del arco	Hexafluoruro de azufre
Número de polos	3
Instalación	Interior
Tensión del generador	13,8 kV ± 10%
Tensión nominal	13,8 kV
Tensión máxima de servicio	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Aislamiento	
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial durante 1 minuto	50 kV
Tensión soportada asignada a impulsos tipo rayo	125 kVpico
Alimentación eléctrica para los circuitos auxiliares (refrigeración y accionamiento de seccionadores motorizados)	
Numero de alimentadores	2 (redundantes)
Número de fases	3 (sin neutro)
Frecuencia	50 Hz
Tensión	400 V
Alimentación eléctrica para control y accionamiento del interruptor	
Número de alimentaciones	2 (redundantes) con diodos de acoplamiento
Tipo de corriente	Continua
Tensión	125 +12% - 20%
Seccionadores de puesta a tierra	
Normativa aplicable	IEC 62271-102
Tensión nominal	13,8 kV
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial durante 1 minuto	50 kV
Tensión soportada asignada a impulsos tipo rayo	125 kVpico

Mecanismo de operación	Motorizado y manual
Seccionador de arranque de la turbina	
Normativa aplicable	IEC 62271-102
Tensión nominal	7,2 kV
Aislamiento entre polos	50 kV
Aislamiento a través de la distancia de seccionamiento	60 kV
Tensión soportada a impulsos tipo rayo entre polos	125 kVpico
Tensión soportada a través de la distancia de seccionamiento	145 kVpico

Figura 73. Características de diseño del interruptor de grupo

## Esquemas unifilares completos

Recopilando lo dicho en anteriores apartado se concluye que la configuración del grupo de generación será monoeje por lo que su diagrama unifilar no dista mucho de un grupo térmico convencional con mayor número de auxiliares eléctricos y en el equipo de arranque de la turbina de gas.

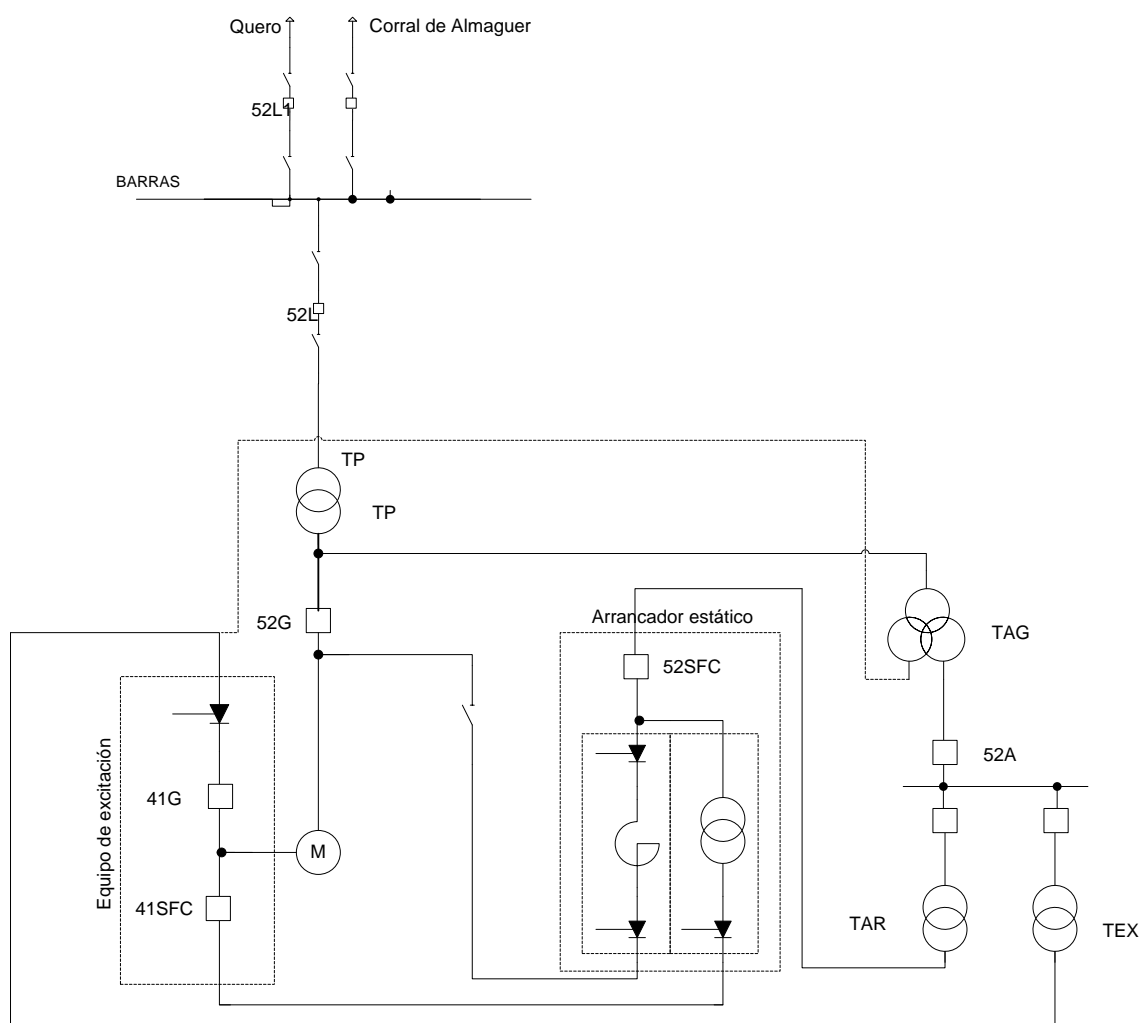


Figura 74. Esquema unifilar simplificado



El equipo de arranque estático y PGM se alimenta de un arrollamiento dedicado del transformador auxiliar de grupo – TAG – que también se empleará en la alimentación de las barras de media tensión de la central. Este transformador tendrá una capacidad del 100% pudiendo dar servicio a todos los servicios auxiliares y equipos de media tensión de la central. Además, se dispondrá de un transformador de arranque, también del 100%, que alimentará la segunda barra de media tensión como equipo redundante que asegurará la alimentación de los servicios auxiliares en caso de fallo de alguno de los dos.

Estos dos transformadores, al contrario que en el caso del transformador principal, no tienen equipado equipos de regulación en carga debido a que la alimentación de los equipos de media tensión no es tan exigente.

Desde las barras de media tensión que aparecen en el diagrama de la Figura 74 se alimentan las cargas mayores o iguales a 200 kW y los transformadores de media/baja tensión – TAB –. Por tanto, se disponen de tantos transformadores de media/baja tensión como sean necesarios teniendo en cuenta la lista de cargas de la central. Estas barras de baja tensión alimentan cargas entre 75 y 200 kW mientras que los servicios auxiliares que no tienen que ver con el proceso quedan alimentados mediante barras de neutro distribuido rígidamente puesto a tierra alimentados con transformadores colgados de las barras de baja tensión.

Además, se contempla un sistema de en corriente continua con una tensión de 125 V c.c. que alimenta los siguientes servicios:

- Equipos de tensión segura.
- Control y mando de órganos de conexión de potencia y sistema de protecciones eléctricas.
- Equipo de teletransmisión.
- Equipos y motores del sistema de emergencia del proceso que no puedan quedar sin tensión más de 10 segundos.

Estos equipos quedan alimentados por un equipo de planta de doble barra, alimentada cada una de ellas por un cargador y una batería obteniendo una redundancia del 2x100% (Véase **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) para asegurar el funcionamiento de los equipos de emergencia en todo momento.

### III.8. Sistemas auxiliares

Además de los equipos descritos a lo largo del Bloque III, la central también cuenta con una serie de sistemas auxiliares. Algunos de ellos han sido mencionados a lo largo del documento y otros son descritos por primera vez en este apartado.

- Sistema de refrigeración: Se trata de una torre evaporativa de tiro natural. En ella se integran los sistemas de refrigeración del condensador del ciclo de vapor y los de refrigeración auxiliar de la planta.
- Calderas auxiliares: estas calderas están alimentadas con gas natural utilizado para producir el vapor necesario para el arranque de la turbina de vapor de la planta.

- Antorcha: los gases producidos por el gasificador durante el arranque y la parada de la planta son quemados en la antorcha porque no tienen la calidad suficiente para ser utilizados en el ciclo combinado. El sistema estará diseñado para admitir el 100% de los gases producidos por el gasificador en caso de fallo de otros sistemas.
- Generador Diesel de emergencia: con potencia suficiente y conectado a la línea de 400 V para proporcionar la energía eléctrica necesaria para los grupos esenciales para la seguridad de la planta en caso de fallo general o desconexión de la red.
- Transformador de servicios auxiliares: Transformador trifásico con dos secundarios conectado al transformador principal e independiente del grupo de generación. 13,8 kV/6 kV.
- Sistema de excitación estática: Concretamente sistema de excitación utilizado para el arranque del generador, arrancador estático – SSD –. Es alimentado a través del transformador de servicios auxiliares – TAG – a una tensión de 6 kV.
- Sistema de excitación rotativo: Sistema PMG para el control de la potencia reactiva una vez arrancado el generador. Consiste en un generador de polos permanente que regula la excitación del generador manteniendo constante el flujo de forma natural.
- Sistema de almacenamiento y suministro de agua cruda: el agua necesaria para la operación de la planta se toma del cercano río de Riansares

### III.9. Operación de la planta

#### 7.3. Mercado con prima

Según el RD 661/2007(11) y lo que se explica en el apartado 4.6. Clasificación de la biomasa a nivel regulatorio la central opera en el marco regulatoria del régimen especial y en concreto su retribución se verá afectada por las disposiciones referentes al grupo b.6.2.

El régimen económico de este grupo queda detallado en el Capítulo IV del RD(11). Concretamente en la Sección I en los artículos 27 y 28 se definen la prima y el complemento por eficiencia de los distintos grupos y del grupo b.6.2

#### *Prima*

La prima consiste en una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

Para ciertos tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b, se establece una prima variable, en función del precio del mercado de referencia.

Para éstas, se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para

los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario.

La prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma:

- i. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.
- ii. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.
- iii. Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.
- iv. Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.

El ITC 3353/2010 por el que se regulan las tarifas y primas en el grupo b.6.2 del régimen especial para potencias instaladas superiores a 2 MW detalla cuales serán las primas aplicadas a la central del proyecto durante su operación a lo largo del año 2011. Véase Tabla 41.

	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de ref. c€/kWh	Límite superior c€/kWh	Límite inf. c€/kWh
Primeros 15 años	11,614	7,1712	12,0849	11,209
Resto años	8,7110	0,000	0,000	0,000

Tabla 41. Primas asignadas al grupo b.6.2 para el año 2011 (35)

### Complemento por eficiencia

El artículo 28 del Real Decreto 661/2007 establece que *“Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, que acrediten en cualquier caso un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo por tipo de tecnología y combustible según se recoge en el anexo I de este Real Decreto, percibirán un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:”*(11)

Siendo:

- $REE_{min}$ : Rendimiento eléctrico mínimo equivalente exigido en el Anexo I del RD 661/2007 que queda marcado en la Tabla 22 en verde.
- $REE_i$ : Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación.
- $C_n$ : Coste de la materia prima calculado previamente en el apartado Estudio del coste de la biomasa del Bloque III de este documento.

De modo que el complemento por eficiencia se cifra en:

\_\_\_\_\_

### *Perfil de operación*

Consideramos que la central eléctrica funcionará en carga base alcanzando las 7.500 horas equivalentes de funcionamiento anuales. Esto supone que la central tiene un factor de disponibilidad – DI – del 85,61% resultante de dividir las 7500 horas de funcionamiento por las 8760 horas que hay en un año.

Con esta carga se pueden definir dos tipos de perfiles de funcionamiento:

- (1) **Carga continuada con dos paradas:** Un perfil de carga continuado sin paradas salvo para los mantenimientos preventivos exigidos por lo equipos que se llevarán a cabo en los días de menor demanda del año (4). Estas paradas se llevarán a cabo dos veces al año, durante todo el mes de abril y la segunda durante la primera quincena de septiembre.
- (2) **Paradas diarias y parada de mantenimiento:** Un perfil que aproveche aquellas horas en las que el precio de la energía es más elevado. Es decir, los periodos punta donde la demanda de energía es mayor y el precio también. Por tanto, la central funcionará durante 22 horas diarias y llevará a cabo su mantenimiento durante la primera quincena de abril.
- (3) **Tres paradas:** Un perfil de carga con 3 paradas repartidas a lo largo del año en la primera quincena de los Febrero, Junio y Octubre aprovechando que son algunos de los meses donde la demanda energética es menor(4).

Para decidir cuál de los posibles perfiles será el mejor se realiza una simulación con datos reales. Para ello se utilizan los precios del mercado diario durante el año 2009 y se considera que la central eléctrica siempre realiza ofertas por la totalidad de su capacidad – 20 MW – teniendo en cuenta que una central de estas características tiene un tiempo de arranque de aproximadamente 45 minutos(13) y que, al operar en régimen especial, las ofertas tendrán prioridad para entrar en el pool energético y entrarán en casación en la mayor parte de los casos. Por tanto, se procede a calcular la retribución de la central, sin tener en cuenta el complemento por eficiencia y calculando la prima como se detalla en el RD 661/2007, en los distintos casos quedando los resultados finales tabulados en la Tabla 42 y los detalles pormenorizados en los anexos referentes a los perfiles de operación.



	Retribución primada sin complemento por eficiencia
<b>Carga continua con dos paradas</b>	10,4 M€
<b>Paradas diarias y parada de mantenimiento</b>	9,9 M€
<b>Tres paradas</b>	10,4 M€

Tabla 42. Retribución primada sin complemento por eficiencia de los distintos perfiles de carga

A la luz de los datos aportados por la Tabla 42 los perfiles de carga 1 y 3 son los más ventajosos económicamente siendo sus retribuciones muy similares. Sin embargo, el perfil de carga 3 con tres paradas permite un mejor mantenimiento y, además, es el que mejores resultados económicos obtiene para el año 2009, comportamiento que puede ser extrapolado al resto de años.

## 7.4. Mercado libre

La mayoría de las centrales eléctricas de régimen especial operan en el mercado con prima porque, generalmente, esto aumenta sus beneficios. Para comprobar el caso concreto que ocupa a este proyecto realizamos una simulación de la operación en el mercado libre sin prima para el perfil de carga más ventajoso obtenido en el anterior apartado.

	Retribución primada sin complemento por eficiencia
<b>Carga continua con dos paradas</b>	-
<b>Paradas diarias y parada de mantenimiento</b>	-
<b>Tres paradas</b>	5,5 M€

Tabla 43. Retribución en el mercado libre

Para la simulación del mercado libre se le aplica el precio del mercado diario a las ofertas horarias de la central como se detalla en la hoja de cálculo anexada en el Anexo VI y se resume en la Tabla 43. Se puede observar que la retribución disminuye sustancialmente respecto a la situación de mercado con prima por lo que a la central que se diseña en este PFC le conviene operar en el mercado primado.



# BLOQUE IV: ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN

---

## IV.1. Evaluación del impacto ambiental y acciones de control ambiental

### 1.1. Evaluación de impacto ambiental

Según e ANEXO I del Real Decreto Legislativo 1/2008(36) la central que se proyecta en este documento queda encuadrada en el Grupo 3.b. referente a centrales térmicas y nucleares en la industria energética. De este modo, son de aplicación las disposiciones que a continuación se muestran pertenecientes a la Sección I del Capítulo II del Real Decreto(36) citado.

La evaluación del impacto ambiental del proyecto, según lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2008(36) , comprenderá las siguientes actuaciones:

- Solicitud por el promotor ante el órgano sustantivo de sometimiento del proyecto a evaluación de impacto ambiental, acompañada del documento inicial del proyecto.
- Determinación del alcance del estudio de impacto ambiental por el órgano ambiental, previa consulta a las administraciones públicas afectadas y, en su caso, a las personas interesadas.

- Elaboración del estudio de impacto ambiental por el promotor del proyecto.
- Evacuación del trámite de información pública y de consultas a las Administraciones públicas afectadas y a personas interesadas, por el órgano sustantivo.
- Declaración de impacto ambiental emitida por el órgano ambiental, que se hará pública y finalizará la evaluación.

Dicha evaluación tendrá en cuenta la totalidad del proyecto y no entrará a evaluar las evaluaciones parciales que se hayan podido realizar a las diferentes partes del proyecto.

Según lo dispuesto en el Artículo 7 del citado Real Decreto(36), los proyectos que hayan de ser sometidos a una evaluación de impacto ambiental han de incluir un estudio que contenga al menos los siguientes puntos:

- Descripción general del proyecto y exigencias previsibles en el tiempo, en relación con la utilización del suelo y de otros recursos naturales. Estimación de los tipos y cantidades de residuos vertidos y emisiones de materia o energía resultantes.
- Una exposición de las principales alternativas estudiadas y una justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos ambientales.
- Evaluación de los efectos previsibles directos o indirectos del proyecto sobre la población, la flora, la fauna, el suelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el paisaje y los bienes materiales, incluido el patrimonio histórico artístico y el arqueológico. Asimismo, se atenderá a la interacción entre todos estos factores.
- Medidas previstas para reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales significativos.
- Programa de vigilancia ambiental.
- Resumen del estudio y conclusiones en términos fácilmente comprensibles. En su caso, informe sobre las dificultades informativas o técnicas encontradas en la elaboración del mismo.

### 1.2. Control ambiental

Según lo dispuesto en la Ley 16/2002(37) sobre la prevención y control integrados de la contaminación y con la finalidad de obtener la “Autorización ambiental integrada” la central ha de establecer una serie de medidas destinadas al control ambiental y a la minimización de los residuos expulsados al exterior.

Para poder establecer un control ambiental adecuado de las actividades de las planta hay que establecer claramente cuáles son las fuentes de residuos para, después, diseñar sistemas que sean capaces de gestionar adecuadamente dichos residuos.

#### *Fuentes de emisiones y descargas de la planta*

A pesar de la evolución de las tecnologías, las centrales de ciclo combinado siguen generando grandes cantidades de emisiones que hay que gestionar adecuadamente.

Las **emisiones atmosféricas** proceden principalmente de los subproductos de la combustión y son evacuados por la chimenea:

- Dióxido de azufre  $\text{SO}_2$ .
- Óxidos de nitrógeno  $\text{NO}_x$ .
- Partículas de ceniza volante en polvo.
- Trazas de otros materiales: No se considerarán las por el escaso contenido de la biomasa en metales y otros materiales.

Las **emisiones de sólidos** se concentran principalmente en:

- Desechos del sistema de tratamiento de aguas.
- Carbones derivados de la gasificación de biomasa.

Las **descargas acuosas** pueden proceder de múltiples fuentes:

- Agua de refrigeración en circuito abierto.
- Purga de la torre de refrigeración.
- Soluciones residuales del agua de lavado de gases.

## *Métodos de control de la contaminación atmosférica*

Para el control de las emisiones por parte de los órganos ambientales competentes al respecto se han adoptado una serie de criterios que pretender regular la cantidad y la composición de éstas.

- Estándares de emisión: Limitan la masa de emisiones atmosféricas que se emiten por volumen o por unidad de tiempo.
- Requisitos de eliminación porcentual: Especifican la fracción la fracción de emisiones nocivas que han de retirarse de los humos.
- Requisitos de tecnología: Indican las mejores técnicas aplicables y las tecnologías de control requeridas en las aplicaciones a efectuar el control ambiental.

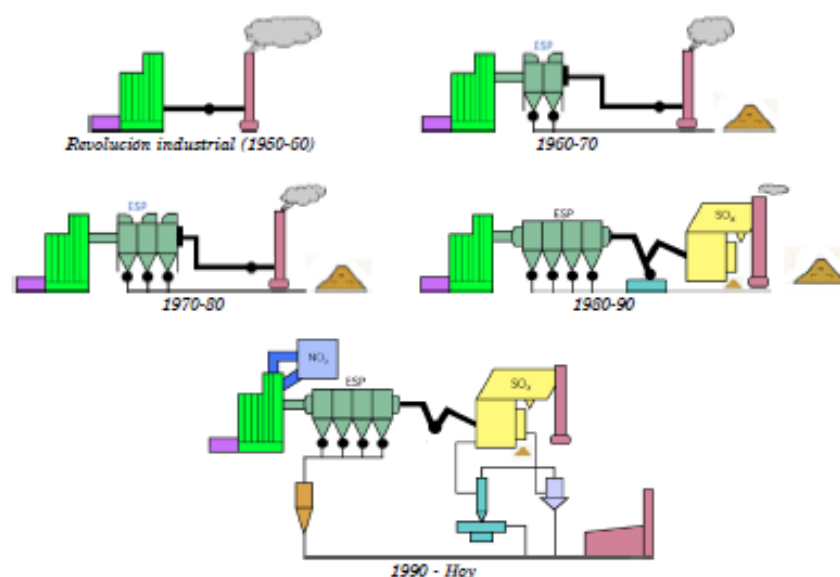


Figura 75. Percepción de las emisiones a lo largo de la historia

El control más utilizado a nivel regulatorio es el de los **estándares de emisión** que ha evolucionado a lo largo del tiempo hacia valores más estrictos. Por tanto, las centrales más modernas están regidas por un control ambiental más severo. Para el caso que ocupa a este documento y, teniendo en cuenta que uno de los objetivos se centra en este aspecto, se tratará de dar una respuesta a la necesidad del control ambiental usando las mejores técnicas disponibles de forma que se adelante a la normativa vigente en cuando a exigencias en la cantidad y composición de las emisiones.

### *Tecnologías de control de la contaminación atmosférica*

Las tecnologías que se contemplan para realizar el control de emisiones atmosférica será principalmente postcombustión ya que, en el diseño, han sido contempladas medidas de precombustión como es la elección de un combustible con poco contenido en azufre y trazas de metales y los equipos utilizados en la central para el aprovechamiento energético contemplan la minimización de emisiones mediante una alta integración entre ellos.

Control de emisiones de  $\text{SO}_2$ : la tecnología a emplear en sistemas donde las emisiones son continuas conviene usar un sistema de limpieza de humos basado en la tecnología de **depuración húmeda**. En este proceso el lodo absorbente (reactivo), compuesto de una mezcla de aguay cal, caliza, Mg o  $\text{CaCO}_3$ , entra en contacto con los gases de combustión. La eficiencia de esta tecnología es elevada pudiendo llegar a un 90% y puede generar subproductos utilizables.

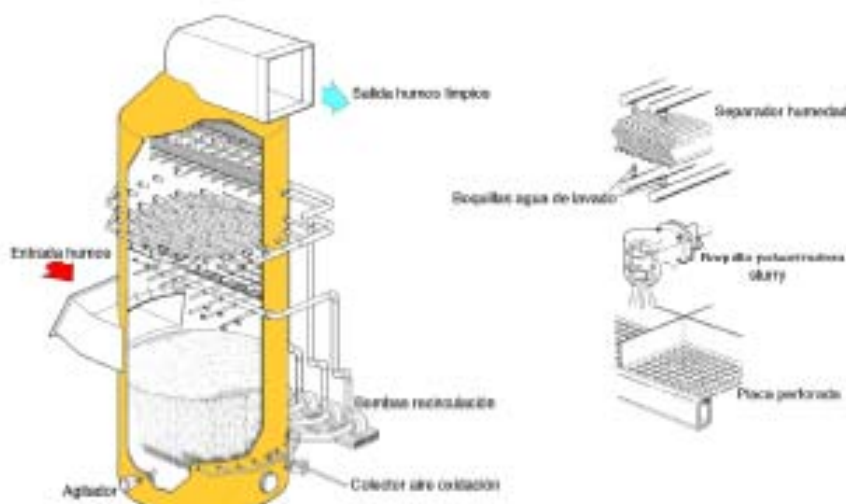


Figura 76. Depurador por vía húmeda (FGD) para la desulfuración de humos

En anteriores apartados del documento se hace referencia a la planta de Claus (Capítulo III.5. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Esta planta no es más que un sistema comercial de lavado de gases ácidos por vía húmeda de alta eficiencia que permite una alta recuperación de sulfuros para ser utilizados en otras industrias y procesos como el vulcanizado de caucho ó la producción de ácido sulfúrico.

Control de emisiones de  $\text{NO}_x$ : el nitrógeno presente en los humos producidos por la central tiene diferentes fuentes: la inyección de  $\text{N}_2$  en la presurización del combustible a la entrada del gasificador, el contenido en nitrógeno en el syngas producto de la gasificación e,

incluso, el alto contenido en nitrógeno del aire que se usa para la combustión en la cámara de combustión de la turbina de gas.

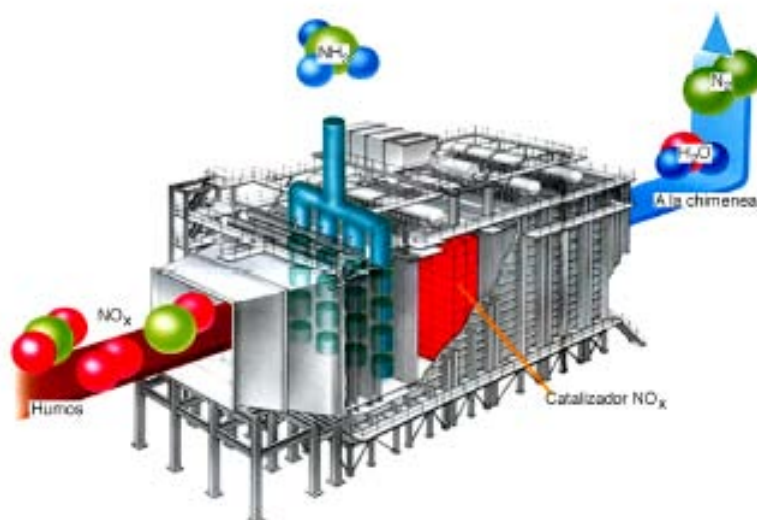
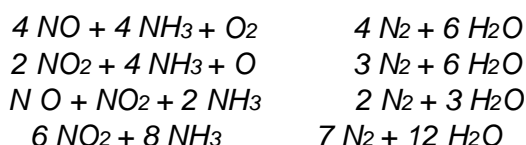


Figura 77. Proceso de reducción selectiva catalítica de NO<sub>x</sub>

Para su control se utilizan técnicas selectivas mediante el empleo de catalizadores que se denominan **técnicas de reducción selectiva catalítica (SCR)**. Los sistemas SCR eliminan el NO<sub>x</sub> de los gases de combustión mediante la reacción con el amoníaco a alta temperatura (650°C). Como productos debidos a las reacciones que se detallan en las ecuaciones siguientes obtenemos nitrógeno y agua (véase Figura 77). Estos dos productos son inocuos y tienen una gran presencia en la atmósfera.



Para conseguir altas eficiencias usando este método se requiere de un contenido mínimo de 0,5% de oxígeno. Cumpliendo con este requisito la eficiencia de la reducción varía entre el 70 y el 90% según el contenido de oxígeno de los humos y su composición.

## Tecnologías de control de partículas

El sistema de control de partículas en los humos producidos por la central se detalla en el esquema de la Figura 53 en el que se explica el proceso de lavado de las partículas volantes contenidas en los gases del gasificador. Para ello se utilizan filtros de candelas y u filtro ciclónico final.

Ambos filtros están preparados para la altas temperaturas y presiones que se registran a la salida del gasificador aunque, para aumentar la vida útil de los filtros y minimizar su mantenimiento, se colocan después de los procesos de enfriado del gas mediante un evaporador.



Para los gases procedentes de la combustión del syngas, a priori, no se contempla un contenido significativo de sólidos en suspensión debido a los tratamientos de limpieza del gas que se realizan en el combustible previo a su combustión. Para asegurar y, aprovechando el sistema de filtrado de partículas a la salida del gasificador que ya ha sido contemplado, se inyectarán los gases procedentes de la combustión en el ciclo de gas en el sistema de filtrado de gases anteriormente descrito.

## IV.2. Estudio económico detallado

El estudio económico pretende extraer una serie de conclusiones de viabilidad técnico-económicas de la central a partir de una serie de datos extraídos de centrales eléctricas similares tanto en tecnología como en potencia instalada en España.

Entre los objetivos del PFC no se encuentra obtener una alta rentabilidad pero sí es requisito indispensable para llevar a cabo el proyecto para el que se necesita atraer inversores a través de las rentabilidades obtenidas.

### 2.1. Inversión inicial.

La inversión inicial contempla toda la inversión necesaria para el establecimiento de la central eléctrica, es decir, compra de terrenos, ingeniería, obra civil, compra de equipos e instalaciones.

Para hacer una pequeña diferenciación entre las distintas funciones que asume la central se divide el capital invertido en inversión inicial en inmovilizado e inversión inicial en gastos amortizables (Ver hoja de Amortización en ANEXO VI: Análisis económico financiero del proyecto). La inversión inicial en inmovilizado abarca la inversión necesaria para el establecimiento de la central y los gastos amortizables la inversión requerida para el sistema logístico.

Dada la imposibilidad de realizar un presupuesto tan detallado en la fase de ingeniería conceptual se han tomado datos de la industria con centrales de similares características a la proyectada en este PFC. Por tanto, se cifra la **inversión inicial en inmovilizado** en 1200 €/kW(13) instalado ascendiendo a un total de 24 millones de euros. Esta inversión se considera amortizable a los 30 años siguiendo las tendencias de la industria y la vida media de las centrales eléctricas de ciclo combinado en España, aún así, también se tiene en cuenta que la vida garantizada en la mayoría de los proyectos “llave en mano” de los principales proveedores de ciclos combinados garantizan su vida útil en 15 años por lo que el periodo de retorno de la inversión deberá ser menor de 15 años.

Los **gastos amortizables** tienen en cuenta la inversión necesaria para el sistema logístico y, por tanto, tiene en cuenta la inversión en maquinaria de transporte y agrícola y la construcción de las dársenas.



Sarmentador de dos cajas (x100)	100.000
Empacadora autopropulsada de biomasa (x10)	384.000
Camión rígido con caja transportable (x7)	966.000
Tractor con pala y remolque(x6)	36.000
Astilladora semifija (x65)	1.170.000
Dársenas (x65)	1.200.000
<b>Inversión inicial en gastos amortizables</b>	<b>3.756.000</b>

Tabla 44. Detalle de inversión en gastos amortizables<sup>25</sup>

El total de la inversión se considera amortizable a 15 años dado que son equipos con una vida media inferior a los incluidos en la central. Las dársenas, a pesar de ser un edificio, también se incluyen en el periodo de amortización de 15 años porque al estar su estructura a la intemperie serán necesarias mejoras y reformas para mantenerlas en buen estado.

## 2.2. Margen de operación.

El margen de operación consiste en realizar una previsión de ingresos y costes a lo largo de la vida útil de la central pudiendo calcular después los flujos de caja de la misma que aportarán datos sobre la rentabilidad del proyecto.

### Previsión de ingresos

Los ingresos de la central vendrán dados por tres vías.

- **Venta de electricidad a la red:** Según las simulaciones llevadas a cabo para la retribución de la central para el año 2009 en el apartado 7.3 del Bloque III de este documento el marco regulado será el óptimo para la operación de la central durante aproximadamente 7500 horas anuales. La tarifa de venta a la red se cifra en 71,712 €/MWh para el Año 0 de operación (Año 2011) según el ITC 3353/2010 (35) con un incremento anual del 2% siguiendo la tendencia de los últimos años en la tarifa regulada para el grupo b.6.2 del régimen especial.
- **Venta de subproductos:** la venta de subproductos asociados a la operación de la central. Así, pueden catalogarse como tales, gases resultantes de la fase de gasificación o combustión en la turbina de gas, escorias resultantes de la gasificación o azufre obtenido en la planta Claus. Estos subproductos y sus posibles usos industriales quedan detallados en el apartado 1.2. Control ambiental del Bloque IV.
- **Ingresos derivados del arrendamiento de maquinaria:** La maquinaria que se especifica en el apartado de gastos amortizables no es requerida para la operación de la central en su totalidad y parte de ella puede ser arrendada a los agricultores para el desarrollo de sus actividades.

<sup>25</sup> Datos económicos reales proporcionados por la empresa RECIMAN S.C.

## Previsión de costes

Los principales costes en los que incurre la central eléctrica proyectada tienen que ver con la compra de la biomasa necesaria para la producción eléctrica y los gastos de operación y mantenimiento.

- **Compra de biomasa:** Los costes de la biomasa se calculan en el apartado 4.5 Estudio del coste de la biomasa del Bloque III. Este coste se cifra en 103 €/Tn de biomasa incluyendo los costes de transporte y acondicionamiento de la misma.
- **Operación y mantenimiento:** los costes de operación y mantenimiento tienen que ver con mantener operativa la central eléctrica e incluyen desde los sueldos a pagar a los operarios, la compra de productos químicos y demás gastos necesarios. Se cifran los gastos de operación en 50 €/kW instalado siguiendo los costes típicos de las centrales de ciclo combinado y descontando el precio del combustible que en este proyecto se detalla aparte.

Operación	1.000.000
Compra de materiales químicos	60.000
Seguros, servicios, alquileres, derechos y otros	500.000
Tasa estimada de incremento de esos gastos	3%
<b>Gastos de operación y mantenimiento</b>	<b>1.560.000</b>

Tabla 45. Costes en operación y mantenimiento

Se calcula una tasa de incremento de estos costes en el 3% siguiendo la tendencia del IPC que rige, también, la tendencia de los sueldos, precios, etc.

## 2.3. Capital, subvención y deuda

Para los cálculos de rentabilidad y deuda se considera el siguiente reparto de la inversión en inmovilizado y gastos amortizables:

Inversión en inmovilizado y gastos amortizables	27.756.000
Porcentaje que se financia con recursos propios	20%
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido	15%
Porcentaje que se financia con deuda	65%
Importe del capital inicial	5.551.200
Importe de la subvención	4.163.400
<b>Importe inicial de la deuda</b>	<b>18.041.400</b>
Plazo de amortización (años)	25

Tabla 46. Cálculo de la deuda

Se considera que el 20% será aportado por los socios de la central, el 15% de la deuda procederá de subvenciones de diversos organismos estatales y regionales y el restante procederá de un préstamo a largo plazo a devolver en 25 años.

Mediante esta repartición se genera una deuda anual (intereses + principal) de aproximadamente 2 millones de euros.



### 2.4. Balance y rentabilidad económico financiera

El balance de activo y pasivo año a año durante la explotación de la central eléctrica puede verse en el ANEXO VI: Análisis económico financiero del proyecto en la hoja de Balance.

Este análisis tiene una serie de indicadores muy interesantes a nivel de estudiar la rentabilidad y la viabilidad del proyecto en las condiciones actuales y haciendo una previsión de las futuras.

#### *VAN (Valor actual neto)*

El valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado, es decir, para valores de VAN mayores que cero la inversión es valiosa mientras que, para valores menores, la inversión destruye valor.

Siendo:

- I: Inversión inicial
- P: Valor de la inversión en el año 0.

#### *TIR (Tasa interna de retorno)*

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero. El VAN o VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será interés de la deuda). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

## *Payback period (Periodo de retorno de la inversión)*

El payback o "plazo de recuperación" es un criterio de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto en base a cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Resulta muy útil cuando se quiere realizar una inversión de elevada incertidumbre y de esta forma tenemos una idea del tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero que se ha invertido.

En el caso que ocupa a la central este periodo se ha fijado que debe ser menor a 15 años que es la vida garantizada de estas centrales por los principales fabricantes de las mismas.

Todos estos indicadores se calculan en el ANEXO VI: Análisis económico financiero del proyecto y son resumidas en el apartado 2.5 Resumen de análisis económico-financiero del Bloque IV.

## 2.5. Resumen de análisis económico-financiero

ASPECTOS OPERATIVOS	
<b>Volúmenes iniciales:</b>	
Venta de electricidad a la red (MWh)	154.000
Importe inicial por la venta de subproductos	90.000
Otros ingresos derivados de la planta	80.000
Volumen de consumo de biomasa (Tm)	86.140
<b>Precios iniciales:</b>	
Tarifa eléctrica para la venta a la red (Euros/MWh)	71,712
Operación	1.000.000
Compra de materiales químicos	60.000
Seguros, servicios, alquileres, derechos y otros	500.000
ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS	
Total de la inversión	27.756.000
A financiar con recursos propios	5.551.200
A financiar con subvención a fondo perdido	4.163.400
A financiar con deuda	18.041.400
Plazo de devolución	25
Tipo de interés	7,50%
Tasa de descuento aplicada para calcular el VAN de la inversión	12%
RESULTADOS	
VAN de la inversión para el accionista	14.995.971
TIR de la inversión para el accionista	8,25%
Período de retorno (pay-back) de la inversión para el accionista	13 Años y 9 meses

Tabla 47. Resumen del análisis económico-financiero de la central eléctrica

En la Tabla 47 pueden observarse el valor para los indicadores anteriormente descritos. Así, se obtiene un valor actual neto mayor que cero, 14.995 que indica la



rentabilidad del proyecto para los accionistas; la tasa interna de retorno del 8,25% superior a los intereses de la deuda son otro indicador de la rentabilidad de la misma y, por último, el periodo de retorno menor de 15 años según se había establecido en anteriores apartados.

Todos estos indicadores, conducen a aceptar la viabilidad técnico-económica de la central y validar la factibilidad de la misma en un proyecto real a falta de datos más específicos. Durante la elaboración de la hoja anexada en el ANEXO VI: Análisis económico financiero del proyecto se ha sido bastante conservador y se han contemplado amplios márgenes por lo que, si bien los indicadores variarán en su valor, la factibilidad del proyecto está casi asegurada.



# BLOQUE V: Conclusiones y desarrollo futuro

---

## V.1. Conclusiones.

Una vez desarrolladas todas las soluciones técnicas que se aportan a lo largo del proyecto y realizados los estudios de viabilidad oportunos, conviene analizar el grado de consecución de los objetivos marcados al comienzo del documento y las conclusiones que se extrae del proyecto.

En el desarrollo del PFC primero se debía evaluar la existencia de **tecnologías existentes y desarrolladas en la actualidad** que permitieran llevar a cabo las funciones que se le exigían a la central. Para ello se llevó a cabo una amplia prospección entre proveedores especializados, centrales con características generales, estudios experimentales y plantas piloto. En el desarrollo del Bloque II se listan todas ellas, analizando las ventajas e inconvenientes de cada unas de las posibles tecnologías a utilizar eligiendo aquellas que más se ajustaban a los criterios y objetivos fijados al comienzo del documento.

Como solución final, se escoge desarrollar un **ciclo combinado con gasificación integrada usando biomasa procedente de la poda de vid como combustible con una potencia instalada de 20 MW**. Este diseño tiene en cuenta, además, todo el sistema de suministro y la implicación de los agricultores en el mismo teniendo una **visión global** de toda la cadena de la central permitiendo una mayor **integración entre todos sus procesos**.

El PFC mantiene como hilo de todo el documento el **desarrollo de la ingeniería conceptual** de una central de ciclo combinado con gasificación integrada de biomasa y para

ello se han aportado las soluciones necesarias para el desarrollo de la misma. Es decir, se han fijado los criterios de diseño en cada uno de los sistemas y equipos que componen la central dando criterios de diseño a medida en aquellos sistemas que así lo requerían; instalaciones eléctricas, parque de transformación... y soluciones comerciales en aquellos sistemas donde se requiere especial robustez; turbinas de gas y vapor, generador...

Además se ha tenido especial cuidado en la elección del emplazamiento eligiendo una zona rica en el combustible que se encuentre en las proximidades de la Comunidad de Madrid para realizar una pequeña aportación en la **corrección del desequilibrio generación-demanda en esta zona**. Una central de una potencia instalada mediana, reduce el impacto medioambiental y social sobre la zona y permite una mayor independencia de la generación centralizada mediante grandes centrales eléctricas de potencia instalada superior a 100 MW.

Uno de los puntos donde se ha tenido especial cuidado ha sido en el control ambiental implementado y dando **prioridad a soluciones que minimicen la huella ecológica**. Para ello se diseña un ciclo combinado de alto rendimiento, aproximadamente un 59%, utilizando como combustible biomasa. La biomasa supone una energía renovable con emisiones netas nulas ya que el dióxido de carbono resultado de las actividades de la central es reabsorbido en el proceso natural de fotosíntesis de la vid. Al ser un cultivo leñoso, su crecimiento es rápido y el índice de fijación de carbono es muy alto.

Además, se establecen las bases del **sistema de control ambiental** de la planta que implementa los equipos que permitirán un tratamiento postcombustión de las emisiones producidas tratando de minimizar sus efectos, haciéndolas inocuas o transformándolas de forma que se les dota de un segundo uso. Por tanto, se trata de hacer una valoración de las emisiones desde el inicio hasta su fin, minimizando el uso de materias primas contaminantes, mejorando los procesos de aprovechamiento energético y tratando las emisiones como subproducto en vez de ser desechos.

Por último, una vez analizada la viabilidad técnica del proyecto, se analiza su cabida en el régimen económico que rige este tipo de instalaciones, es decir, su **rentabilidad**. Para ello se realizan simulaciones para estudiar cuál es el marco regulatorio en el que es más beneficioso operar concluyendo que será el marco regulado el más beneficioso a nivel económico definido también el perfil de operación de la central. El **marco regulado** aporta una gran estabilidad de ingresos a la central y la dota de una flexibilidad de operación muy elevada siendo la retribución obtenida en las simulaciones muy similar para los perfiles de carga simulados.

Por otro lado, supone una **alternativa de negocio para los agricultores** implicados en el proyecto que reciben los dividendos repartidos por la central como se establece en el documento de Condiciones de implicación de los agricultores anexo en este documento.

Además, la **rentabilidad de esta inversión** también se ha analizado obteniendo valores en los indicadores de rentabilidad positivos, asegurando a priori creación de valor a lo largo de los años. Se obtiene un valor positivo para Valor Actual Neto lo que indica que los socios recibirán un beneficio positivo de su inversión en la central, el TIR complementa a este indicador aportando un valor del 8,25% mayor que los intereses de la deuda contraída (7%) siendo una rentabilidad atractiva para inversores. Por último, se impone a lo largo del proyecto que la rentabilidad del mismo tiene que ser obtenido a los 15 años que representan la vida garantizada de estas instalaciones, se obtiene un periodo de retorno de la inversión a 13 años, por lo que este requisito queda salvado con holgura.





Por tanto, se puede concluir que la rentabilidad técnico-económica queda asegurada con las suposiciones realizadas en el estudio económico y las tecnologías seleccionadas durante el PFC.

### V.2. Desarrollo futuro

Una vez realizadas las conclusiones finales del desarrollo de este PFC también es necesario destacar que éste sólo representa una pequeña parte del desarrollo del proyecto completo de diseño de una central GICC. Este documento se centra en el desarrollo de la ingeniería conceptual pero la fase de ingeniería tiene un desarrollo mucho mayor.

- **Ingeniería conceptual:** aporta estudios criterios de diseño de sistemas y estructuras, datos básicos de diseño y operación de los equipos.
- **Ingeniería básica:** aporta planos de disposición general, diagramas de tuberías e instrumentalización, diagramas unifilares, arquitectura de control, cálculos, especificaciones técnicas, hojas de datos, listas de equipos, planos de cargas y diagramas lógicos.
- **Ingeniería de detalle:** aporta planos de los equipos y componentes, listas de materiales, listas de tuberías, listas de válvulas, esquemas desarrollados, tendidos y conexiones, trazados de tuberías.

Después de la fase de ingeniería también queda la fase de montaje, construcción e instalación y puesta en marcha de la central.

En este tipo de centrales, el tiempo de construcción no es muy elevado frente al de otras tecnologías siendo éste de unos 30 meses desde la finalización de la fase de ingeniería hasta la puesta en marcha. Sin embargo, la fase de ingeniería se alarga más en el tiempo por la complejidad de los sistemas y la integración de los mismos.

También es importante destacar que el desarrollo de las tecnologías no es definitivo y se puede ahondar en los siguientes puntos para mejorar el comportamiento de la central:



Sistema	Mejoras
Gasificador	<ul style="list-style-type: none"><li>• Reciclado de finos de escoria</li><li>• Reducción de superficie de enfriamiento.</li><li>• Incrementando la velocidad del gas</li><li>• Simplificación del circuito</li></ul>
Extracción de escorias	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sustitución sistema de filtrado de agua de escorias por sistema de decantación</li><li>• Eliminación de un silo y un extractor de escorias</li></ul>
Filtración en seco	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mejora del diseño, material y sistema</li><li>• Eliminación del reciclado de cenizas de limpieza del filtro de candela (silos, sistema de distribución y descarga)</li></ul>
Extracción de cenizas Lavado húmedo	<ul style="list-style-type: none"><li>• Eliminación de sistema Eliminación de los depósitos de humectación de transporte</li><li>• Eliminación del filtro de control y separación del gas de sólidos en el agua de lavado del gas</li><li>• Sistema de Evaluación de una planta</li><li>• Reducir dimensiones de equipos</li></ul>
Desulfuración	<ul style="list-style-type: none"><li>• Implementación de planta de SuperClaus usando aire más enriquecido en O<sub>2</sub>.</li></ul>
Unidad de fraccionamiento de aire	<ul style="list-style-type: none"><li>• Aumento de la capacidad</li><li>• Eliminación de almacenamiento de oxígeno líquido</li></ul>
Turbina de gas	<ul style="list-style-type: none"><li>• Nuevas turbinas de gas de mayor eficiencia y potencia unitaria</li></ul>

Tabla 48. Mejoras a implementar



### Bibliografía

1. **Instituto Nacional de Estadística (INE).** *Análisis y estudios demográficos*. 2010. Tabla de datos históricos.
2. —. *Cuentas económicas*. INE. 2010. Tabla de datos histórica.
3. —. *Encuesta de consumos energéticos*. INE. 2010. Tabla de datos históricos.
4. **Red Eléctrica Española (REE).** *Informe del sistema eléctrico de 2009*. 2009. Informe anual.
5. **EUROSTAT.** *Emisiones de gases de efecto invernadero (año base 1990) por país y periodo*. EUROSTAT. 2010. Tabla de datos históricos.
6. **Naciones Unidas.** *Protocolo de Kioto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático*. Naciones Unidas. 1998. GE.05-61702 (S) 130605 130605.
7. **Instituto Nacional de Estadística.** *Emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> y estructura porcentual por emisiones/estructura porcentual, sectores económicos y periodo*. 2010. Tabla de datos.
8. **Instituto Nacional de Estadística (INE).** *Autoabastecimiento de energía primaria por tipos de energía y periodo*. INE. 2010. Tabla de datos históricos.
9. **EUROSTAT.** *Energy dependency*. 2010. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc310>.
10. **Ministerio de industria, turismo y comercio.** *Plan de energías renovables (PER)*. 2010.
11. **Real Decreto 661/2007.** *Regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*.
12. *Aprovechamiento eenergético de sarmiento en calderas de biomasa mediante peletizado*. **González-Barragán, Isabel, y otros.** Valladolid : s.n., Noviembre de 2007, Editorial Agrícola.
13. **Treviño Coca, Manuel.** *Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC*. Puertollano : Club Español de la Energía.
14. **McGraw-Hill.** *Máquinas eléctricas rotativas*. McGraw-Hill. [En línea] [Citado el: 26 de Abril de 2011.] <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448127641.pdf>.
15. **Mora, Jesús Fraile.** *Máquinas eléctricas*. s.l. : McGraw-Hill, 2003.
16. **Ministerio de Medio Ambiente y medio rural y Marino.** *Sistema de Información Geográfico Agrario (SIGA)*. [Herramienta geoposicionamiento] 2011.
17. **Red Eléctrica Española (REE).** *Mapas de la red del sistema eléctrico ibérico y peninsular*. [En línea] 06 de 2011. [http://www.ree.es/transporte/mapa\\_red\\_transporte.asp](http://www.ree.es/transporte/mapa_red_transporte.asp).
18. **Fondo español de garantía agraria (FEGA).** *Visor SIGPAC*. [Mapa]
19. —. [En línea] [www.fega.es](http://www.fega.es).
20. **Wikipedia.** *Corral de Almaguer*. [En línea] Wikipedia. [http://es.wikipedia.org/wiki/Corral\\_de\\_Almaguer](http://es.wikipedia.org/wiki/Corral_de_Almaguer).
21. **Instituto Nacional de Estadística (INE).** *Censo agrario*. 1999.
22. **Romero Risalde, Fco. Javier.** *Central térmica de biomasa de 5 MW de potencia*. Ciudad Real : s.n., 2005. Proyecto fin de carrera.
23. **Gañán, J., et al.** *Energetic exploitation of vine shoot by gasification processes. A preliminary study*. Universidad de Extremadura. Badajoz : Elsevier, 2006. 0378-3820/\$.
24. **Ley 54/1997.** *Ley del sector eléctrico*. 1997.
25. **Cabello Dominguez, Antonio.** *Planta piloto de gasificación de biomasa*. Sevilla : Escuela técnica superior de ingenieros de Sevilla. Proyecto fin de carrera.
26. **GUASCOR Bioenergía.** *Eficiencia y ahorro energético en la industria agroalimentaria mediante gasificación de biomasa*. 2009.



27. **Intelligent Energy. Europe.** *Guideline for safe and eco-friendly biomass gasification.* s.l. : European Comision, 2009.
28. **Lobo y Gómez de Celis, Carlos.** *Diseño de un compresor axial de relación de comresión 18,5 para una turbina de gas de 27 MW.* Universidad Carlos III de Madrid. págs. 67-73, Proyecto de fin de carrera.
29. **SIEMENS.** *SGT-500 Industrial Gas Turbine.* 2011. Catálogo.
30. —. Gas Turbine SGT-500. [Online] 05 2011.  
<http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/gas-turbines/sgt-500.htm>.
31. —. *SST-150 Industrial Steam Turbines.* 2011. Catálogo.
32. **Sabugal García, Santiago y Gómex Moñux, Florentino.** *Centrales térmicas de ciclo combinado. Teoría y proyecto.* s.l. : Ediciones Díaz de Santos, 2006. 84-7978-735-X.
33. **Leroy-Somer.** *Reguladores R448 & R448 v50.* Catálogo.
34. **IEEE.** *IEEE C37.23-2003 Standard for Metal-Enclosed Bus.* 2003. 0-7381-3835-5.
35. **ITC 3353/2010.** de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. 2010.
36. **Real Decreto Legislativo 1/2008.** *Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.*
37. **Ley 16/2002.** *Prevención y control integrados de la contaminación.* s.l. : BOE 157, 2002. BOE.
38. **Prieto, Ismael.** *Generación termoeléctrica/GICC.* Gijón : s.n., 2006. Apuntes.
39. **Rojas Valdivia, Ariel Manuel.** *Prefactibilidad técnica y económica para la instalación de una planta de pellets para combustibles a partir de desechos de madera.* Universidad de Santiago de Chile. Santiago de Chile : s.n., 2004. Proyecto de fin de carrera.
40. **Ministerio de industria, turismo y comercio.** *Ley de prevención y control integrados de la contaminación.* Ministerio de industria, turismo y comercio. Ley16/2002.
41. **Special Metals Corporation.** *INCONEL alloy 718.*
42. **Iberdrola.** *Eficiencia energética en Iberdrola.* 2010.
43. **ITC 3801/2008.** de 26 de diciembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de Enero de 2009. 2008.
44. **Real Decreto 2019/1997.** de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica. 1997.
45. **ITC 3519/2009.** de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. 2009.
46. **ITC 1660/2009.** de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural. 2009.
47. **ITC 1723/2009.** de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial. 2009.
48. **OMEL.** Mercado de electricidad. [En línea] [www.omel.es](http://www.omel.es).
49. **Junta de Andalucía.** *Decreto 247/2001 de la Junta de Andalucía, BOJA num.144.* 2001.
50. **Real Academia de la Lengua Española (RAE).** *Diccionario de la lengua española.* [Web] 2011.
51. **Red Sauce.** Ciclos termodinámicos de máquinas que funcionan con gas. [En línea] [libros.redsauce.com](http://libros.redsauce.com).
52. **Jaén, René Lesme.** *Gasificación de biomasa cañera.* s.l. : Universidad de Oriente de Cuba.







## Lista de figuras

Figura 1. Curva de tendencias de consumo energético, PIB español y esperanza de vida. (1),(2) y (3) .....	7
Figura 2: Mapa de Generación de España [Fuente: REE] .....	8
Figura 3. Emisiones de gases de efecto invernadero en la UE (5) .....	9
Figura 4: Emisiones de CO2 por sectores en España. (7) .....	9
Figura 5. Dependencia energética en % frente al consumo total. (9) .....	11
Figura 6. Esquema simplificado de la producción eléctrica usando pirólisis biomásica [Fuente: bestenergies.com] .....	22
Figura 7. Esquema simplificado de generación eléctrica usando combustión de biomasa .....	23
Figura 8. Esquema simplificado de la generación eléctrica usando gasificación .....	24
Figura 9: Sección de Gasificador de Lecho Móvil en Contracorriente .....	26
Figura 10: Sección de Gasificador en corrientes paralelas.....	27
Figura 11: Sección de Gasificador de lecho fluidizado.....	28
Figura 12. Diagrama T-s del ciclo de Rankine normal y con sobrecalentamiento.....	31
Figura 13. Ciclo de Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento.....	31
Figura 14: Esquema simplificado del Ciclo Brayton .....	32
Figura 15. Diagrama P-V y T-s del Ciclo Brayton.....	32
Figura 16. Diagrama T-s del ciclo combinado.....	33
Figura 17. Esquema general de una central de Ciclo Combinado .....	34
Figura 18. Evolución temporal de potencia y consumo en TG y CCGN. [Fuente: ELCOGAS] .....	35
Figura 19. Líneas de flujo magnético y fem inducida en una máquina eléctrica rotativa(14) ....	36
Figura 20: Tipos de funcionamiento de las máquinas eléctricas(14).....	37
Figura 21: Partes constitutivas de las máquinas eléctricas rotativas(14) .....	37
Figura 22: Tipos de máquinas síncronas(15) .....	38
Figura 23: Tipos de máquinas asíncronas o de inducción (15).....	39
Figura 24. Esquema simplificado de la integración de los diferentes módulos .....	42
Figura 25. Mapa de la zona destacando superficie dedicada al cultivo de la vid (16) .....	43
Figura 26. Mapa con las líneas de transporte de España(17).....	44
Figura 27. Mapa topográfico de Corral de Almaguer. Vista del río y línea de 45 kV(18) .....	44
Figura 28. Mapa hidrográfico. Cercanías de Corral de Almaguer(16).....	45
Figura 29. Corral de Almaguer. Mapa de espacios naturales protegidos(16) .....	45
Figura 30. Corral de Almaguer. Zonas de protección especial para aves(16) .....	46
Figura 31. Mapa topográfico de los alrededores de Corral de Almaguer (19) y(18) .....	47
Figura 32. Mapa detallado de la parcela de emplazamiento de la planta (18) .....	47
Figura 33. Mapa del área de influencia. Medidas.....	48
Figura 34. Mapa del término municipal de Corral de Almaguer (20) .....	49
Figura 35. Evolución demográfica de Corral de Almaguer.....	49
Figura 36. Mapa del área de influencia. Mediciones(16).....	51
Figura 37. Mapa de temperatura media en el área de influencia (16) .....	51
Figura 38. Mapa de la humedad relativa en el área de influencia (16) .....	52
Figura 39: Superficie y número de explotaciones según el tamaño de las explotaciones (21)...	55
Figura 40. Distribución del tipo de viñedo por Provincias [Fuente: Consejería de Agricultura de Castilla-La Mancha] .....	56
Figura 41. Etapas de la biomasa. Fase de campo .....	59
Figura 42: Sarmientador de dos cajas.....	59
Figura 43. Dársenas de almacenamiento. Medidas.....	62
Figura 44. Distribución de costes en la fase de campo .....	63
Figura 45. Esquema del proceso de peletizado .....	65





Figura 46. Interior de las peletizadoras KAHL 60-1500 .....	66
Figura 47. Producción acumulada de $H_2$ a temperaturas y presiones estandarizadas a diferentes temperaturas (23) .....	68
Figura 48. Procesos en la isla de gasificación .....	73
Figura 49. Esquema del sistema de alimentación del gasificador .....	74
Figura 50. Diagrama de suministro de aire .....	74
Figura 51. Diagrama de generación de vapor .....	75
Figura 52. Esquema de un reactor de lecho fluidizado burbujeante: catalizadores (1), economizadores (2), sobrecalentadores (3), silo de arena (4), silo de combustible (5), arranque del quemador (6) y piso (7). .....	76
Figura 53. Gasificador, sistema de recuperación de calor y filtración del gas .....	77
Figura 54. Diagrama de gasificación y limpieza del gas .....	78
Figura 55. Esquema de un ciclo combinado simple .....	79
Figura 56. Esquema del ciclo combinado en CYCLEPAD .....	80
Figura 57. Ciclo Brayton: Diagrama T-s .....	82
Figura 58. Modelado del recuperador de calor .....	84
Figura 59. Resultados de simulación obtenidos para el ciclo Brayton .....	87
Figura 60. Resultados de simulación obtenidos para el ciclo Rankine .....	87
Figura 61. Configuración generadora de SGT-500 (30) .....	89
Figura 62. SGT-500 en funcionamiento (30) .....	89
Figura 63. Sección de la turbina SGT-500 y recogida de gases de escape(30) .....	90
Figura 64. SGT-500: Vista frontal del compresor de aire .....	90
Figura 65. SGT-500: Partes del compresor de aire(29) .....	91
Figura 66. SST-150 (31) .....	92
Figura 67. Ciclo combinado gas-vapor en configuración 1x1 monoeje con el generador en el extremo (32) .....	93
Figura 68. Diagrama de conexiones del regulador R448 (33) .....	94
Figura 69. Configuración básica del arrancador estático de un ciclo combinado. TP: Transformador principal, TAG: Transformador auxiliar de grupo, TEX: Transformador de excitación, TAR: Transformador de arranque .....	95
Figura 70. Esquema simplificado de la configuración de simple barra .....	96
Figura 71. Barras de fase aislada(32) .....	98
Figura 72. Detalle del interruptor de grupo (32) .....	101
Figura 73. Características de diseño del interruptor de grupo .....	103
Figura 74. Esquema unifilar simplificado .....	103
Figura 75. Percepción de las emisiones a lo largo de la historia .....	111
Figura 76. Depurador por vía húmeda (FGD) para la desulfuración de humos .....	112
Figura 77. Proceso de reducción selectiva catalítica de $NO_x$ .....	113



## Lista de tablas

Tabla 1. Autoabastecimiento de energía primaria en % frente al total. (8).....	10
Tabla 2. Caracterización de la biomasa procedente de la poda del sarmiento.(12).....	17
Tabla 3. Resumen comparativo de soluciones de almacenamiento.....	20
Tabla 4. Resumen de tecnologías de aprovechamiento energético de biomasa .....	25
Tabla 5. Comparativa de tecnologías de gasificación .....	29
Tabla 6. Ventajas de los Ciclos Combinados (13).....	35
Tabla 7. Clasificación general de generadores eléctricos(14) .....	37
Tabla 8. Datos meteorológicos tomados en la estación de La Puebla de Almoradiel .....	50
Tabla 9. Localidades pertenecientes al área de influencia.....	50
Tabla 10. Superficie dedicada al cultivo de la vid en los municipios del área de influencia (21) .....	53
Tabla 11. Superficie dedicada a la vid por comarca agraria(22).....	53
Tabla 12. Tamaño de las parcelas en la Comarca de La Mancha(21) .....	54
Tabla 13. Producción de biomasa en el área de influencia de la central a proyectar (21) .....	57
Tabla 14. Resumen cálculos de viabilidad de autoabastecimiento .....	58
Tabla 15. Valores globales de producción de biomasa propia .....	61
Tabla 16. Cálculo del número de dársenas a emplazar.....	61
Tabla 17. Estado físico de la madera en función de su grado de humedad(22).....	64
Tabla 18. Parque de biomasa .....	65
Tabla 19. Producción obtenida a través de la gasificación de biomasa por fase y tiempo (23)..	67
Tabla 20. Análisis de la fase sólida de la biomasa gasificada (23) .....	68
Tabla 21. Comparación de propiedades del GN y la biomasa .....	69
Tabla 22. Rendimiento equivalentes mínimos exigidos para cada combustible (11).....	71
Tabla 23. Parámetros del recalentador de paso.....	75
Tabla 24. Parámetros del cuerpo gasificador .....	76
Tabla 25. Filtros empleados según temperatura en el lavado de gases (27) .....	78
Tabla 26. Datos de diseño del ciclo combinado .....	80
Tabla 27. Datos de simulación de la etapa de compresión.....	82
Tabla 28. Datos de simulación de la cámara de combustión .....	83
Tabla 29. Datos de simulación de la etapa de expansión .....	84
Tabla 30. Datos de simulación de la etapa de expansión de vapor .....	85
Tabla 31. Datos de simulación del condensador .....	86
Tabla 32. Datos de simulación de la bomba.....	86
Tabla 33. Características SGT-750 (29).....	88
Tabla 34. SST-150: Datos técnicos .....	92
Tabla 35. Ventajas e inconvenientes frente a configuración multieje.....	93
Tabla 36. Características del generador(29).....	93
Tabla 37. Criterios de diseño del transformador principal.....	97
Tabla 38. . Criterios de diseño de las barras de fase aisladas.....	99
Tabla 39. Criterios de diseño de las barras de fase de MT.....	100
Tabla 40. Criterios de diseño de las barras de fase de BT .....	101
Tabla 41. Primas asignadas al grupo b.6.2 para el año 2011 (35) .....	106
Tabla 42. Retribución primada sin complemento por eficiencia de los distintos perfiles de carga .....	108
Tabla 43. Retribución en el mercado libre .....	108
Tabla 44. Detalle de inversión en gastos amortizables.....	115
Tabla 45. Costes en operación y mantenimiento .....	116
Tabla 46. Cálculo de la deuda.....	116
Tabla 47. Resumen del análisis económico-financiero de la central eléctrica.....	118



Tabla 48. Mejoras a implementar.....	123
--------------------------------------	-----



# ANEXOS

---



### ANEXO I: Documento de condiciones vinculantes de agricultores y la central eléctrica

En este documento se establecen los requisitos que se han de cumplir por parte de los agricultores para su colaboración con las actividades que desarrolla la central eléctrica. Así mismo, también se detallan los derechos y obligaciones adquiridas por ambas partes en dicha colaboración.

#### I. CONDICIONES DE ENTRADA EN COLABORACIÓN CON LA CENTRAL ELÉCTRICA

Según se establece en el estudio económico detallado en el Bloque IV del documento principal, el 20% de la inversión inicial procede de fondos propios. Estos fondos serán aportados por los agricultores de forma proporcional a la biomasa que proporcionan a la central y el reparto de dividendos también será proporcional a la misma.

- Cálculo de la biomasa aportada.

Para este cálculo se parte de aproximar la intensidad de cultivo en 1500 cepas/Ha y 1,4 kg de sarmiento por cada cepa, de esta forma, la biomasa en kg aportada por cada agricultor:

- Participación en el 20% de la inversión inicial.

La fórmula de participación en la inversión inicial será la siguiente:

Siendo:

- Part: participación en € de cada agricultor.
  - $I_0$ : Inversión inicial realizada en el proyecto y que queda detallada en el anexo de análisis económico-financiero.
  - Kg sarmiento aportados: cantidad de biomasa en kg que aporta el agricultor de forma anual.
  - Kg sarmiento totales: cantidad de biomasa húmeda en kg necesaria para el abastecimiento anual de la central eléctrica.
- Número máximo de socios.

La sociedad de inversionistas tendrá un número máximo de socios limitado por las necesidades de biomasa de la central. El máximo de socios será hasta completar las necesidades de



suministro de la central + un 10% para la seguridad de suministro.

### **II. OBLIGACIONES ADQUIRIDAS POR LOS AGRICULTORES EN SU PARTICIPACIÓN EN LAS ACTIVIDADES DE LA CENTRAL**

- **Garantía de abastecimiento de la central**

El agricultor que participe como accionista de la central habrá de garantizar el suministro de biomasa a la central durante todo el año. Esto implica el cumplimiento con obligatoriedad de su cuota de biomasa anual y el compromiso de correr con los gastos derivados de la compra de biomasa adicional en caso de ser necesaria para el abastecimiento de la central. Las condiciones quedan estipuladas en el punto IV de este anexo.

- **Permanencia como socio 15 años prorrogables**

El contrato de permanencia se realizará a 15 años prorrogables en bloques de 5 años. En caso de salida de la sociedad, el agricultor habrá de seguir vinculado con la central mediante otras fórmulas pero siempre manteniendo la garantía de abastecimiento de la central adquirida en el primer punto.

- **Exclusividad en la venta de biomasa**

El agricultor que se vincule a la central eléctrica deberá firmar un contrato de exclusividad de venta de sus residuos con la central profundizando en los acuerdos adquiridos en los anteriores dos puntos.

- **Asunción de buenas prácticas en la gestión de residuos**

Los residuos utilizados por la requieren de una calidad y, por tanto, el agricultor habrá de garantizarla siguiendo las normas que se establecen en el documento principal en cuanto a requisitos de poda, recogida, transporte y almacenamiento.

- **Asunción de futuras inversiones**

El agricultor que figure como accionista de la central deberá asumir futuras inversiones siguiendo la fórmula inicial, es decir, habrá de contribuir proporcionalmente a su aportación de biomasa al 20% de la inversión total.

### **III. DERECHOS ADQUIRIDAS POR LOS AGRICULTORES EN SU PARTICIPACIÓN EN LAS ACTIVIDADES DE LA CENTRAL**

Por la participación del agricultor como accionista en la central eléctrica adquiere una serie de derechos que aportan beneficios a su condición.



- Retribución por venta de biomasa

El agricultor que participe como accionista de la central recibirá una retribución económica por la biomasa que aporte a la central. Esta retribución se especifica en el punto IV de este anexo.

- Retribución por reparto de dividendos

Además de su retribución por la biomasa aportada también se recibirá una retribución proporcional a las acciones adquiridas por el agricultor. Las condiciones quedan especificadas en el punto IV.

- Arrendamiento de maquinaria agrícola y de transporte

El agricultor que se vincule a la central eléctrica tiene acceso en calidad de arrendamiento a la maquinaria de la central según disponibilidad a un precio menor que el de mercado.

- Uso de instalaciones de almacenamiento

Los agricultores tendrán acceso al uso de las instalaciones de almacenamiento, dársenas, en todo momento y a realizar en sus espacios comunes y no específicamente dedicados las actividades que consideren.

### IV. REGIMEN ECONÓMICO

- Retribución por venta de biomasa

El precio quedó fijado en el estudio del precio de la biomasa del documento principal y se cifra en 0,08 €/kg.

- Retribución por reparto de dividendos

Los dividendos que cada uno de los agricultores recibirá:

---

- Participación en la compra de biomasa adicional

En caso de que no se haga frente a las necesidades de biomasa de la central por parte de los agricultores será necesaria la compra de biomasa adicional de similares características a un proveedor externo con unos costes asociados que será sufragados por los accionistas que quedaron comprometidos a garantizar el abastecimiento de la central según la siguiente fórmula:

---



### ANEXO III: Simulación de retribución en 2009 con perfil de carga continua y dos paradas en el mercado regulado

**NOTA:** Este perfil consiste en mantener la central en operación las 24 horas del día y realizar paradas de mantenimiento durante el mes de Abril y la primera quincena de septiembre. Lo que a continuación se muestra es una simulación en Excel con los datos reales de los precios del mercado diario obtenidos de REE considerando las primas calculadas según RD 661/2007 y que las ofertas de la central son de 20 MW en todas las horas en las que entra en operación.



Esta simulación queda adjunta en el documento “Perfil de carga – Funcionamiento en continuo”

### ANEXO IV: Simulación de retribución en 2009 con perfil de carga con paradas diarias y parada de mantenimiento en el mercado regulado

**NOTA:** Este perfil consiste en mantener la central en operación las 22 horas del día y realizar una de mantenimiento durante la primera quincena del mes de Abril. Lo que a continuación se muestra es una simulación en Excel con los datos reales de los precios del mercado diario obtenidos de REE considerando las primas calculadas según RD 661/2007 y que las ofertas de la central son de 20 MW en todas las horas en las que entra en operación.



Esta simulación queda adjunta en el documento “Perfil de carga – Funcionamiento horas punta”

### ANEXO V: Simulación de retribución en 2009 con perfil de carga con tres paradas en el mercado regulado

**NOTA:** Este perfil consiste en mantener la central en operación las 24 horas del día y realizar tres paradas de mantenimiento durante la primera quincena de los meses de febrero, junio y octubre. Lo que a continuación se muestra es una simulación en Excel con los datos reales de los precios del mercado diario obtenidos de REE considerando las primas calculadas según RD 661/2007 y que las ofertas de la central son de 20 MW en todas las horas en las que entra en operación.



Esta simulación queda adjunta en el documento “Perfil de carga – 3 paradas”

### ANEXO VI: Simulación de retribución en 2009 con perfil de carga con tres paradas en el mercado libre

**NOTA:** Este perfil consiste en mantener la central en operación las 24 horas del día y realizar tres paradas de mantenimiento durante la primera quincena de los meses de febrero, junio y octubre. Lo que a continuación se muestra es una simulación en Excel con los datos reales de los precios del mercado diario obtenidos de REE aplicados a las ofertas de la central que se consideran de 20 MW en todas las horas en las que entra en operación.



Esta simulación queda adjunta en el documento “Operación en 3 paradas y mercado libre”



### ANEXO VI: Análisis económico financiero del proyecto



El estudio económico financiero queda anexado en el documento  
“Estudio económico-financiero del proyecto”



